



## **A importância da gestão de consumo na descarbonização do Sistema Elétrico**

Márcia Costa Reis Assis

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

Dissertação orientada por:  
Dr<sup>a</sup>. Ana Estanqueiro (LNEG)  
Eng<sup>o</sup>. José Osório (LNEG)



## **Agradecimentos**

Gostaria de agradecer afincadamente aos meus orientadores: Dr. Ana Estanqueiro e Eng. José Osório. Posso não ter sido a melhor a mostrar, mas nunca me esqueci das palavras e conselhos que me deram. Espero que todo o apoio, auxílio e dedicação que investidos nesta dissertação pelos meus orientadores possa transparecer no trabalho final. Este tema é deveras importante para o nosso presente e futuro e foi um prazer desenvolvê-lo. Muito obrigada pela vossa paciência.

À minha família- Pais, tios e avó- agradeço por nunca terem desistido de mim. Por insistirem comigo e me apoiarem até ao final. Sem as vossas palavras encorajadoras e cheias de afeto não teria a fortitude que tenho hoje ou que terei amanhã. Sometimes “it takes a village”!

Aos meus amigos de infância; amigos que conheci e com quem cresci na FCUL; a todos aqueles colegas que tornaram a minha jornada numa cheia de alegria e desenvolvimento agradeço. Cada um de vocês me tocou de maneiras diferentes, algumas deles indescritíveis e outras subconscientes. Foram anos inesquecíveis.

## Resumo

O aumento da introdução de renováveis intermitentes, não controláveis e não despacháveis a adequação da produção ao consumo resulta num grande constrangimento. É imperativo intensificar esta transição renovável, no entanto, a descarbonização é um processo extremamente complexo. O envolvimento de fatores políticos e sociais e diversos desafios técnicos requerem a conceção de uma metodologia que traduz num planeamento eficaz da descarbonização do sistema electroprodutor. Torna-se necessário colaborar com agentes intermediários que visam avançar o desenvolvimento e integração de tecnologias e ferramentas capazes de aumentar a flexibilidade do consumo energético. Logo, a descarbonização passa imperativamente por um aumento da gestão de consumo e um aproveitamento de todos seus benefícios implícitos.

O agregador desenvolvido nesta dissertação incentiva o envolvimento do consumidor na gestão do seu próprio consumo e oferece transparência de operação. A utilização de um perfil dinâmico de preço oferece uma maior oportunidade de poupança e um grau elevado de flexibilidade de consumo. A inclusão do perfil de energia renovável local otimizou a utilização dos recursos renováveis do consumidor e forneceu mais opções de flexibilidade de consumo. Além disso, com cargas de maior grau de flexibilidade de consumo- especialmente flexibilidade horária- foi possível obter uma redução significativa de importação da energia e um aumento do aproveitamento da energia local produzida.

Verificou-se também que o alinhamento de intervalos de tempo com preços reduzidos e produção elevada originou picos de consumo prejudiciais para o bom funcionamento da rede elétrica. A origem destes picos de consumo realça a necessidade da cooperação entre os agentes intervenientes no mercado elétrico e os agregadores no aumento da eficiência da rede. Por outro lado, de um conceito de poupança líquida com parâmetros demasiado elevados pode resultar na impossibilidade de praticar os resultados obtidos pela gestão de consumo realizada. Concluiu-se a grande necessidade de uma reflexão sobre as inúmeras condições que o consumidor deseja impor sobre a sua flexibilidade de consumo e as consequências derivadas destas mesmas imposições. O agregador deve agir como um guia para o consumidor.

**Palavras-Chave:** Descarbonização, Gestão de consumo; Agentes intermédios; Agregador; Flexibilidade de consumo; Cargas flexíveis;



## **Abstract**

The increase of intermittent and non-controllable renewable resources strains the delicate balance between production and consumption. Although the strengthening of the renewable transition is of high priority this decarbonization process is extremely complex. The myriad of political, social and technical challenges directs the emphasis to the development of a methodology that translates into an effective route for the decarbonization of the electrical system. The necessity of collaborating with intermediate players who are focused in progressing the development and integration of technologies and tools capable of increasing the flexibility of energy consumption becomes everyday more apparent. Thus, the decarbonization route inherently encompasses the increase of demand side management programs and its implicit benefits.

This thesis proposes an aggregator that offers transparency in its operations and supports the involvement of the consumer in the management of its own energy dependent assets. Using dynamic energy pricing offers a bigger opportunity for savings and increases energy consumption flexibility. Including renewable local production optimizes the use of the consumers own renewable resources and enlarges his flexibility options. Furthermore, using loads with high flexibility - especially flexibility in time- decreases the consumers energy imports and increases his own local resource use.

It was also verified that encompassing low prices and high production in the same time period might originate consumption spikes that may affect the efficiency of the electrical system. This emphasizes the need for a cooperative relationship between the electrical market players and the aggregator. Moreover, applying liquid savings with rigid parameters may result in the impossibility applying the results of the energy management program. Therefore, there it is necessary to reflect about the multitude of conditions that the consumer may want to impose on its consumption flexibility and the consequences that may derive from them. The aggregator should be the consumer's guide.

**Keywords:** Decarbonization; Demand side management; Energy consumption; Energy flexibility; Aggregator; Flexible Loads;



## Índice

Resumo.....	ii
Abstract .....	iv
Índice de Figuras.....	viii
Índice de Tabelas .....	x
1. Motivação.....	1
1.1. Objetivo.....	1
2. Estado da Arte .....	2
2.1. Sistema Electroprodutor convencional.....	2
2.2. Redes ativas.....	4
2.3. Consumo energético.....	5
2.3.1. Gestão do Consumo energético.....	6
2.3.2. Artigos relacionados.....	9
3. O Agregador.....	13
3.1. O Agregador e o Consumidor .....	15
3.2. O Agregador e o Mercado de eletricidade.....	16
3.3. Algoritmos de gestão de consumo.....	19
4. Metodologia .....	20
4.1. Pré-otimização.....	23
4.2. Otimização .....	28
4.3. Seleção da Agenda do dia seguinte .....	30
4.4. Agenda do próprio dia.....	33
5. Obtenção e análise de resultados.....	34
5.1. Impacto da produção local renovável fotovoltaica.....	35
5.2. Impacto do Preço.....	40
5.3. Rigidez da gestão de consumo .....	45
5.4. Poupança líquida .....	50
6. Conclusão.....	57
7. Desenvolvimentos futuros.....	59
Bibliografia .....	60
Anexos .....	64
A. Simulações do Impacto da produção local renovável fotovoltaica- Poupanças brutas obtidas	64
B. Simulações do Impacto da produção local renovável fotovoltaica- Frequência normal de poupança bruta .....	65
C. Simulações do Impacto do Preço com a preferência 2- Poupanças brutas obtidas .	66
D. Simulações do Impacto do Preço com a preferência 2- Frequência normal de poupança bruta .....	67
E. Simulações com a preferência 3.....	68
F. Simulações com a preferência 4.....	69



G.	Custos de Operação para o cenário A originais e otimizados .....	70
H.	Custos de Operação para o cenário B originais e otimizados .....	71
I.	Custos de Operação para o cenário C originais e otimizados .....	72

## Índice de Figuras

<b>Figura 2.1-</b> Consumo para o dia 10-11-2016 em Portugal Continental [16].....	6
<b>Figura 2.2-</b> Técnicas de gestão de consumo [17].....	7
<b>Figura 2.3-</b> Sumário da gestão de consumo .....	7
<b>Figura 2.4-</b> Diagrama referente às características de resposta por parte da carga. Fonte: [25]8	
<b>Figura 2.5-</b> Diagrama da metodologia aplicada Fonte: [29] .....	10
<b>Figura 2.6-</b> Diagrama de relações Fonte:[32] .....	11
<b>Figura 2.7-</b> Diagrama da metodologia aplicada com deslocamento de cargas Fonte: [32]... 12	
<b>Figura 3.1-</b> Camadas do agregador .....	13
<b>Figura 3.2-</b> Interações entre o agregador e o consumidor .....	13
<b>Figura 3.3-</b> Interações entre o agregador e os operadores do mercado de eletricidade.....	14
<b>Figura 4.1-</b> Produção renovável local (azul) e preços de importação de eletricidade(laranja) para o dia seguinte.....	25
<b>Figura 4.2-</b> Peso correspondente a cada intervalo de tempo face à produção renovável local existente.....	26
<b>Figura 4.3-</b> Peso correspondente a cada intervalo de tempo face à inexistência de produção renovável local .....	26
<b>Figura 4.4-</b> Eliminação dos conjuntos de horários com valores de peso inferiores ao limiar e seleção dos horários para se colocar a carga .....	26
<b>Figura 4.5-</b> Eliminação dos conjuntos de horários com valores de peso inferiores ao limiar e seleção dos horários para se colocar uma carga com um tempo de operação não interrompível superior ao intervalo de tempo elementar .....	28
<b>Figura 4.6-</b> Combinações possíveis para os conjuntos possíveis e respetivos pesos médios finais.....	28
<b>Figura 4.7-</b> Otimização de uma única carga .....	30
<b>Figura 4.8-</b> Organização das cargas da agenda do dia seguinte por prioridade. A carga 1 tem uma prioridade superior à carga 3 e a carga 2 é uma carga prioritária flexível.....	32
<b>Figura 5.1-</b> Perfis de produção aplicados nas simulações de gestão de consumo.....	35
<b>Figura 5.2-</b> Perfil de preço do dia 21 de setembro aplicado nas simulações de gestão de consumo .....	36
<b>Figura 5.3-</b> Frequência normal de poupança bruta obtida aplicando os diversos perfis de produção .....	37
<b>Figura 5.4-</b> Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de produção do dia 20 de março .....	38
<b>Figura 5.5-</b> Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de produção do dia 21 de junho .....	38
<b>Figura 5.6-</b> Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de produção do dia 23 de setembro.....	39
<b>Figura 5.7-</b> Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de produção do dia 21 de dezembro.....	39
<b>Figura 5.8-</b> A) esquerda- Consumo colmatado pela importação de energia da rede B) direita- Aproveitamento da Produção local renovável para os diferentes perfis de produção.....	40
<b>Figura 5.9-</b> Perfis de preço aplicados nas simulações de gestão de consumo.....	41
<b>Figura 5.10-</b> Frequência normal de poupança bruta obtida aplicando os diversos perfis de preço com a preferência 2 .....	42
<b>Figura 5.11-</b> Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de preço do dia 21 de março .....	42
<b>Figura 5.12-</b> Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de preço do dia 1 de agosto.....	43
<b>Figura 5.13-</b> Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de preço do dia 21 de setembro.....	43
<b>Figura 5.14-</b> Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de preço do dia 21 de dezembro.....	44

<b>Figura 5.15-</b> A) esquerda- Consumo colmatado pela importação de energia da rede B) direita- Aproveitamento da Produção local renovável.....	44
<b>Figura 5.16-</b> Consumo agregado das diferentes preferências 2, 3 e 4 em função do perfil de preço e produção do dia 21 de março.....	46
<b>Figura 5.17-</b> Consumo agregado das diferentes preferências 2, 3 e 4 em função do perfil de preço e produção do dia 1 de agosto .....	47
<b>Figura 5.18-</b> Consumo agregado das diferentes preferências 2, 3 e 4 em função do perfil de preço e produção do dia 21 de setembro .....	47
<b>Figura 5.19-</b> Consumo agregado das diferentes preferências 2, 3 e 4 em função do perfil de preço e produção do dia 21 de dezembro .....	48
<b>Figura 5.20-</b> Consumo colmatado por importação da energia da rede para as preferências 2, 3 e 4 e discriminado por perfil de preço .....	49
<b>Figura 5.21-</b> Energia local aproveitada para as preferências 2, 3 e 4 e discriminada por perfil de preço .....	49
<b>Figura 5.22-</b> Custos de energia obtidos ao longo do dia para a agenda otimizada (verde) e a agenda original (preto) cenário A.....	52
<b>Figura 5.23-</b> Custos de operação obtidos ao longo do dia para a agenda otimizada (verde) e a agenda original (preto) com o cenário B .....	52
<b>Figura 5.24-</b> Custos de operação obtidos ao longo do dia para a agenda otimizada (verde) e a agenda original (preto) com o cenário C .....	53
<b>Figura 5.25-</b> Custo de operação para as diversas cargas da solicitação de agendamento original do cenário A .....	54
<b>Figura 5.26-</b> Custo de operação para as diversas cargas da agenda otimizada com o cenário A .....	54
<b>Figura 5.27-</b> Intervalos de custos de operação para cada carga da solicitação de agenda original com o cenário B .....	55
<b>Figura 5.28-</b> Intervalos de custos de operação para cada carga da agenda otimizada com o cenário B .....	55
<b>Figura 5.29-</b> Intervalos de custo de operação para cada carga da solicitação original com o cenário C .....	56
<b>Figura 5.30-</b> Intervalos de custo de operação para cada carga da agenda otimizada com o cenário C .....	56

## Índice de Tabelas

<b>Tabela 2.1-</b> Características do consumo.....	6
<b>Tabela 2.2-</b> Sumário de valores encontrados em estudos para os diferentes parâmetros. Fonte:[29] .....	9
<b>Tabela 3.1-</b> Sumário das várias estratégias de tornar uma carga mais manipulável [33].....	14
<b>Tabela 4.1-</b> Definição de cada característica de gestão .....	21
<b>Tabela 4.2-</b> Exemplo de diversos horários preferenciais .....	22
<b>Tabela 4.3-</b> Descrição da notação matemática utilizada nas equações ( 4.1),( 4.2), ( 4.3) e.	24
<b>Tabela 4.4-</b> Descrição da notação matemática utilizada nas equações ( 4.5), ( 4.6), ( 4.7) e ( 4.8) .....	27
<b>Tabela 4.5-</b> Descrição da notação matemática utilizada nas equações ( 4.13), ( 4.14) e ( 4.15) .....	30
<b>Tabela 4.6-</b> Descrição da notação matemática utilizada nas equações ( 4.16), ( 4.17), ( 4.18) e .....	31
<b>Tabela 5.1-</b> Parâmetros relevantes para a simulação da gestão de consumo: potência, horários preferenciais e ciclos contínuos de 30 min cada .....	34
<b>Tabela 5.2-</b> Comparação entre a média, mediana, limites máximos e mínimos e desvio padrão das poupanças obtidas com os diversos perfis de produção aplicados na simulação.....	37
<b>Tabela 5.3-</b> Comparação entre a média, mediana, limites máximo e mínimo e desvio padrão das poupanças obtidas com os diversos perfis aplicados na simulação para a preferência 2.....	41
<b>Tabela 5.4-</b> Horários preferenciais secundários utilizados nas simulações de gestão de consumo .....	45
<b>Tabela 5.5-</b> Comparação entre a mediana e desvio padrão das poupanças obtidas com os diversos perfis aplicados na simulação para todas as preferências .....	46
<b>Tabela 5.6-</b> Comparação entre a média, mediana, limites máximo e mínimo das poupanças obtidas com os diversos perfis aplicados na simulação para o cenário A .....	50
<b>Tabela 5.7-</b> Comparação entre a média, mediana, limites máximo e mínimo das poupanças obtidas com os diversos perfis aplicados na simulação para o cenário B .....	50
<b>Tabela 5.8-</b> Comparação entre a média, mediana, limites máximo e mínimo das poupanças obtidas com os diversos perfis aplicados na simulação para o cenário C .....	51





## **1. Motivação**

Num sistema elétrico, o consumo energético tem de igualar a produção a cada instante de tempo, sendo o foco do controlo desta relação, atualmente, na produção. Os sistemas energéticos procuram produzir o que é requerido, sendo por vezes necessário utilizar centrais intensivamente poluidoras e de elevados custos para colmatar picos de consumo. O perfil de produção tem sido adaptado ao perfil de consumo tornando as centrais previamente referidas num apoio essencial.

O aumento da introdução de renováveis intermitentes, não controláveis e não despacháveis a adequação da produção ao consumo resulta num grande constrangimento. Torna-se, assim, essencial analisar a flexibilidade de consumo energético como ferramenta de adequação do binómio num caso de estudo real e a sua implicação na descarbonização do sistema energético.

### **1.1. Objetivo**

Apresentar a aplicação de técnicas de gestão de energia por parte do consumidor como passo essencial no planeamento da descarbonização do sistema energético. Analisar métodos mais aprofundados e complexos de gestão de consumo energético como a exploração da flexibilidade de consumo e o seu papel essencial na penetração profunda de renováveis no sistema elétrico, assim como a sua influência no paradigma atual de produção de energia.

Aplicar as técnicas desenvolvidas num caso de estudo e analisar o efeito de um agregador de consumo responsável pela alteração de cargas em tempo real de modo ao consumo de uma habitação acompanhar a oferta disponível. Analisar o efeito da gestão de consumos flexíveis obtido face ao pedido original.

## 2. Estado da Arte

Nas últimas décadas tem ocorrido uma transição das centrais convencionais centralizadas (ie. térmica a carvão ou petróleo, grandes hídricas) para as mais distribuídas. Esta transição é estimulada por metas ou políticas que tentam integrar os alvos de redução da emissão de gases de efeito de estufa em áreas com grande relevância: energia, agricultura, transporte, outras.

O conjunto de legislações 20-20-20, estipulada em 2007, pretende reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em 20% em relação às de 1990, aumentar em 20% a energia derivada de fontes renováveis e 20% de aumento da eficiência energética até 2020. Esta fomentou a implantação de um grande *mix* energético de fontes de baixas emissões de GEE como solar, eólica, nuclear, térmicas de ciclo combinado (cogeração/trigeração), entre outras.

No entanto, o acordo de Paris em novembro de 2015 realçou a necessidade de um maior empenho por parte de todas as nações para evitar que o aumento de temperatura ultrapasse os 2°C, relativos à era pré-industrial. Este limite é considerado como o limite máximo que evitaria danos catastróficos e irreversíveis aos ecossistemas. O acordo, que conta com a participação de maior parte dos países mundo participam, excluindo os USA e a Síria, coloca grande foco na transparência da monitorização, medição e verificação de dados. Torna-se, então, imperativo intensificar esta transição e reconfigurar o paradigma do sistema electroprodutor. Este, como uma das fontes principais de emissões de GEE, deverá ser descarbonizado. Esta descarbonização é um processo extremamente complexo que, tendo em conta fatores políticos e sociais, deverá respeitar inúmeros aspetos técnicos e, para tal, deverá ser criada uma metodologia eficaz para o seu planeamento.

O aumento de geração renovável inclui o aumento de geração distribuída implicando uma oferta de energia mais perto do consumo e, por conseguinte, uma necessidade de adaptação por parte do Sistema de Energia Elétrica (SEE). Por outro lado, devido à idade do anterior, particularmente em países como USA [1] e Austrália [2], certas partes carecem de substituição. Estes pontos tornam-se motivadores da incorporação de tecnologias mais ativas nas redes.

### 2.1. Sistema Electroprodutor convencional

Em Portugal e de um modo geral, o SEE divide-se em seis grandes áreas: produção, transporte, distribuição, comercialização, operação do mercado elétrico e operações logísticas facilitadoras de conexão entre comercializadores e consumidores [3]. Para além disso inúmeros atores estão envolvidos num sistema electroprodutor: governo, operadores da rede de distribuição (ORD), operadores da rede de transporte (ORT) e serviços de tecnologia de comunicação. Normalmente existem centrais de grande potência instalada que entregam a energia à rede de transporte.

A rede de transporte, por sua vez, está ligada à rede de distribuição por subestações. Os ORT, geralmente, estão encarregues de planear e desenvolver a rede de transporte de modo a assegurar que a produção corresponda ao consumo, assim como de assegurar os padrões de segurança da rede [4]. Já os ORD, tal como os ORT para a rede de transporte, têm a responsabilidade de planear, operar e gerir a rede de distribuição (i.e., subestações, postos de transformação) tal como a da sua manutenção (ERSE). No caso da comercialização da energia, esta é concedida aos agentes de mercado comercializadores de energia que se relacionam diretamente com os consumidores (cargas).



Apesar desta ser a constituição normal de um SEE, o aumento de agentes envolvidos na produção de energia, que pode agora aparecer tanto do lado do consumo como em centrais de geração a isso dedicadas, causa uma mudança de paradigma que acarreta consequências técnicas.

A fiabilidade do sistema e a sua segurança dependem também da capacidade do sistema [5]. A segurança da rede tradicional de distribuição elétrica é afetada pelos sentidos dos fluxos da energia. Convencionalmente o sentido da energia é unidirecional, viajando das centrais pelas redes de transporte e distribuição até aos consumidores. No entanto, quando a geração distribuída é conectada à rede, o fluxo da energia parte destes pontos de conexão para as redes de distribuição, mas nas subestações, pode seguir para as redes de transporte. Quanto mais antiga a idade das tecnologias introduzidas na rede, maior a probabilidade de a rede não estar planificada nem preparada para esta energia bidirecional.

Os sistemas de proteções seriam os dispositivos com maior probabilidade de terem de ser adaptados ou substituídos por completo. Estes servem para garantir a segurança da rede na ocorrência de falhas ou eventos que causam distúrbios graves no SEE. Podem ser dispositivos eletrónicos ou eletromagnéticos que servem para proteger o equipamento e limitar os danos e/ou problemas causados por falhas elétricas [6] não podendo, no entanto, evitar as falhas no SEE. Estas falhas podem ser caracterizadas como operação anómala do SEE ou dos equipamentos instalados e alguns exemplos são: circuitos com baixos valores de impedância, curto-circuitos, sobretensões, temperaturas elevadas ou anomalias da frequência de operação.

A integração da geração distribuída interfere com a amplitude, direção e duração das correntes envolvidas. O relé monitoriza os inputs dos transdutores de tensão e corrente e compara-os com valores padrões. Quando esta diferença ultrapassa um certo limiar é interpretada como uma falha no sistema, no entanto, a geração distribuída (GD) se não for devidamente tida em conta pode produzir erros na deteção destas falhas [7]. Além disso, se houver uma falha no sistema e for necessário desligar qualquer central do circuito, para efeitos de reparação da rede, a GD poderá continuar a introduzir energia na rede, por não ter sido prevista quando o sistema de proteção foi concebido, tornando-se numa situação perigosa para a reparação.

Deve ter-se em conta a capacidade que o sistema tem para fornecer energia suficiente a cargas aglomeradas ou consumidores isolados tendo em atenção manutenções de centrais planeadas ou falhas nestas [5]. Isso inclui a suficiência de reservas estáticas e dinâmicas/girantes de potência no SEE, medida pelo número de discordâncias entre a produção e o consumo originando desvios na frequência nominal da energia elétrica. Mecanismos de controlo atuam na manutenção da frequência e desequilíbrios típicos e atípicos na produção/consumo por via de geradores que utilizam parte da reserva de potência do SEE [8] Devido à dispersão e natureza da GD (plug-and-play) estes não são considerados como reserva estática/dinâmica num SEE e, portanto, não participam no controlo do equilíbrio entre a produção e consumo. Com o aumento da penetração da GD no SEE os geradores existentes não serão suficientes para ajustar o desequilíbrio ou para a manutenção da frequência nominal. Com isto, será necessário integrar a GD na adequação do SEE [9]. No entanto, grande parte da GD de origem renovável, está dependente das condições meteorológicas, ou seja, é uma geração não despachável e não controlável, não sendo possível facilmente adaptar a produção ao consumo.

Parte dos aparelhos e equipamentos elétricos funcionam com determinadas características de potência logo o SEE tem de ser capaz de fornecer a energia elétrica de acordo com especificações pré-estabelecidas. Uma delas é a qualidade de potência e esta tem de ser garantidamente de boa qualidade. O que caracteriza uma potência de boa qualidade é o seu sinal regular, ou seja, limpo e sem variações da tensão nominal e da corrente [10]. A integração da GD pode afetar esta qualidade levando à sua redução e à falha dos equipamentos conectados à rede [11][12]. Acontece com frequência que, no instante em que uma unidade de GD é ligada, esta necessita de potência

reativa que extrai da rede, o que significa que à medida que o número de unidades de geração destas aumenta a necessidade de potência reativa retirada da rede aumenta. Como a maior parte da geração distribuída é de microgeração esta não garante potência reativa suficiente à rede.

A oportunidade de vender energia no mercado aberto ajuda à criação de equilíbrio entre a produção e consumo devido à dependência do preço em relação ao consumo. Além disso cria mais competitividade o que contribui para a redução de preços. Por outro lado, os aumentos de preço nas horas de maior consumo poderiam incentivar os consumidores a diminuir os seus gastos energéticos, nessas horas. No presente, e na maior parte dos países, a GD de microgeração não tem essa oportunidade devido aos altos riscos, falta de interesse por parte dos operadores, e falta de contadores inteligentes [13]. Além disso, geram-se custos extra associados devido à grande inflexibilidade da geração não despachável e não controlável. Os custos associados à intermitência de produção manifestam-se na necessidade de haver reservas estáticas e dinâmicas na eventualidade de insuficiência de produção. Estas representam um aumento do custo associado de operação das centrais (reservas dinâmicas) e, se for o caso de horas de ponta, à operação de centrais de grande capacidade de regulação (reservas estáticas), ou seja, centrais com tempo de arranque a frio extramente curto e geralmente bastante poluidoras com elevado custo.

Atualmente, procura-se solucionar os diversos problemas de integração da GD através da utilização de redes ativas (*smart grid*), centrais elétricas virtuais e micro redes (*microgrid*) que permitem a melhor adaptabilidade da rede elétrica face às desvantagens da produção renovável.

## 2.2. Redes ativas

Segundo o Smart Grid Coordination Group [14], uma rede ativa é uma rede elétrica capaz de integrar os comportamentos de todos os utilizadores (produtores, consumidores e mistos) com uma excelente relação custo-benefício de modo a garantir um sistema energético sustentável e economicamente eficiente com baixas perdas e elevados níveis de qualidade e segurança. O objetivo principal da *smart grid* é de atuar de forma ativa sobre as necessidades de consumo através da interconexão de vários atores utilizando infraestruturas de comunicação e informação. Para tal é necessário aumentar o controlo digital e tecnologias de informação em tempo real assim como a inclusão da resposta ao consumo e tecnologias de gestão do consumo. Estas redes são capazes de integrar a GD e o armazenamento de energia [13] e possuem uma elevada potencialidade de conjugar sustentabilidade com altos níveis e eficiência e suficiência energética. Porém, apesar de ser uma muito instrumentais na integração da GD na rede elétrica elas são subentendidas como aglomerados agregados de GD e não como unidades singulares. As infraestruturas que realizam esta agregação são as micro redes e centrais virtuais.

A micro rede é uma rede elétrica de pequena escala desenhada para fornecer eletricidade a pequenas populações. Exemplos reais desta ocorrem em pequenas ilhas onde pequenas centrais fornecem em conjunto energia à população. Em termos técnicos, como se encontram onde são necessárias, ou seja, onde o consumo é localizado, diminuem a dependência de redes de transporte a grandes distâncias reduzindo assim as perdas de energia e diminuindo o congestionamento das redes [13]. Além disso existe um aumento da segurança energética com o aumento da dispersão da carga entre várias fontes diminuindo as probabilidades de apagões totais ou parciais devido a falhas numa central [15]. Tendo em conta os pontos anteriores e considerando que grande parte dos recursos energéticos com origem renovável ou de cogeração/trigeração (CHP/CHCP) são aproveitados em formato GD devido à possibilidade e facilidade da sua utilização por parte dos próprios consumidores as micro redes estimulam a descarbonização do SEE.

No caso de aproveitamento solar este varia com a quantidade de radiação solar no local e esta quantidade tem ciclos diários e sazonais. Devido a esta previsibilidade do recurso solar a gestão da produção torna-se simplificada. No entanto, como a radiação no local também está fortemente

dependente da cobertura nebulosa dificulta o planeamento de uma micro rede. Por outro lado, o aproveitamento eólico é mais imprevisível pois depende da velocidade e densidade do ar, adicionando complexidade ao perfil de produção energética. Para superar estes obstáculos a aplicação mais comum é da utilização de um armazenamento auxiliar de modo a suprir as necessidades de consumo quando a produção é insuficiente. No entanto, armazenamento em grande escala encontra-se técnica e economicamente viabilizado apenas em centrais hidroelétricas com bombagem. Outros métodos de armazenamento encontram-se em estado de desenvolvimento e não conseguem competir economicamente com estas centrais. No caso de armazenamento em pequena escala opções como reservatórios de calor/frio ou baterias são soluções já existentes e indicadas para as micro redes. Com a agregação de micro redes é possível utilizar métodos de armazenamento em pequena escala numa rede ativa com maior complexidade. De modo a reduzir a necessidade de armazenamento, a gestão de consumo da rede ativa poderá ser realizada ao nível da micro rede. Assim, a organização de recursos energéticos poderá ser realizada de um modo mais refinado.

### **2.3. Consumo energético**

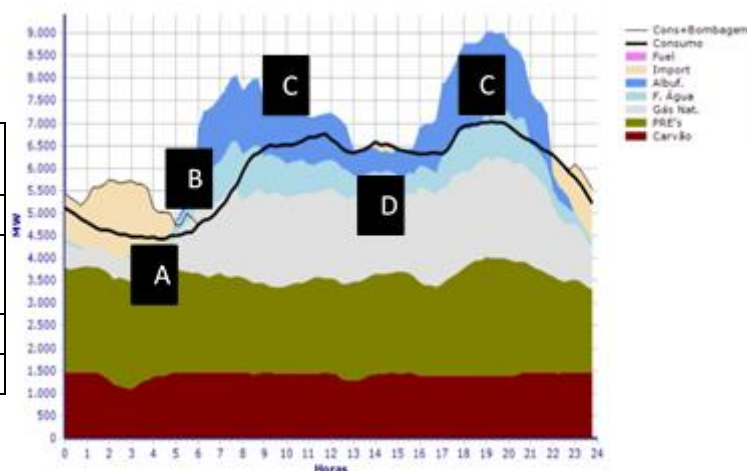
Os edifícios constituem um dos maiores consumidores de energia, podendo representar até 45% do consumo total de energia em alguns países [5]. Somente o consumo residencial está previsto ultrapassar os 40% do consumo anual em diversos países desenvolvidos [4] devido ao crescimento populacional e dos padrões de vida [9]. Devido a este aumento de consumo, torna-se imperativo estudar relações simbióticas entre a produção de energia e o seu uso bem como aumentar o número de unidades geradoras de energia elétrica.

A Figura 2.1 demonstra o balanço diário entre o consumo e a produção de energia com clareza em Portugal. A produção em regime especial (PRE) é composta por produção fotovoltaica, eólica e outras. Esta e a utilização de carvão servem para colmatar o consumo base diário, enquanto que a grande produção hídrica em geral e o gás natural são usadas para acompanhar as flutuações de consumo.

As principais flutuações podem ser denominadas por consumo de ponta, de cheia, de vazio e o período de transição (Tabela 2.1) são as que mais influencia têm no sistema electroprodutor. Estas são traduzidas pela necessidade de rápidas mudanças na produção ou por grandes diferenças no perfil de consumo intradiário o que significa que o consumo energético está fortemente relacionado com a altura do dia. Além disso, estas variações no consumo estão fortemente relacionadas com o clima (temperatura, por exemplo) e fatores socioeconómicos.[4]

**Tabela 2.1-** Características do consumo

	Característica do consumo
A	Horas de vazio
B	Período de transição
C	Horas de ponta
D	Horas cheias



**Figura 2.1-** Consumo para o dia 10-11-2016 em Portugal Continental [16]

### 2.3.1. Gestão do Consumo energético

As flutuações de consumo têm origem no consumo em simultâneo de vários utilizadores. Este tipo de flutuação pode ter consequências económicas e técnicas severas para o sistema electroprodutor e/ou para o consumidor [17]. Para colmatar estas consequências, é possível implementar diversos mecanismos ou técnicas de gestão de consumo de energia que não só visam prestar serviços auxiliares, mas também serviços de energia, e contribuir para a carga total da rede eléctrica, portanto, com a implementação de um conjunto de objetivos desenhados para controlar e modificar os perfis e padrões de consumo dos vários utilizadores da rede. A gestão do consumo inclui não só medidas técnicas como também sociais visto que ele está diretamente relacionado com fatores comportamentais [9].

O relatório realizado pelo grupo CEN/CENELEC/ETSI [14] define a gestão de energia como um conjunto de mecanismos e incentivos necessários para otimizar o binómio de consumo e produção e realça a necessidade de melhor integração dos aproveitamentos de energia renovável variável. O seu propósito poderá não ser necessariamente o de reduzir o consumo global de energia, mas sim a alteração do perfil de consumo energético, alterando picos de consumo, logo, diminuindo a necessidade da utilização de centrais despacháveis com elevados consumos de energia primária e emissões de poluentes [18]. Deste modo é possível usar a energia de um modo mais eficiente e otimizado adaptando o consumo à produção dos recursos renováveis ou de forma reativa perante situações de emergência [4].

As técnicas de gestão de consumo resumem-se à aplicação de estratégias que visam eliminar as características do consumo mencionadas anteriormente. Logo, estas são estratégias que se focam principalmente em *peak clipping* como uma técnica de abate do pico de consumo, *load shifting* ou deslocamento de cargas, *valley filling* (Figura 2.2), *flexible load shape* ou perfil flexível e *conservation* ou conservação de forma.

Em [7], a conservação de forma é descrita como a diminuição de energia no perfil de consumo geral. Já o deslocamento de cargas trata de transferir o consumo das horas de ponta ou cheia para horas de vazio. Este deslocamento pode também contribuir para a diminuição do gradiente durante as horas de transição e o de abate do pico de consumo pretende reduzir elevados consumos eléctricos durante pequenos intervalos de tempo. Tanto o *peak clipping* como o *load shifting* visam

diminuir a necessidade de reservas de capacidade geralmente utilizadas para suprir o consumo na hora de pico [19]. Por último o perfil flexível é uma técnica que permite uma melhor adequação do perfil de consumo ao perfil de produção.

Estas técnicas podem ser implementadas em programas indiretos de controlo de cargas ou programas diretos. A diferença mais relevante entre os dois encontra-se no facto de que os programas diretos têm controlo sobre as cargas, tendo o poder de alterar os estados de operação.

Os programas indiretos utilizam sinais para afetar o modo como o consumidor utiliza as suas cargas.

Esta gestão indireta inclui a gestão da energia (*demand side management*) assim como a resposta do consumo (*demand side response*) face a estímulos e é uma vital contribuição por parte dos membros intervenientes da rede para a otimização da operação desta [20]. A resposta do consumo é percecionada como a modificação do consumo de energia durante um curto período de tempo (1-4h) devido a sinais de preço enquanto que a gestão do consumo é um conjunto de programas que incentivam a modificação dos padrões de utilização de energia por parte do consumidor a longo prazo [20]. Na literatura é, também, possível distinguir estes dois tipos de gestão: *price-based programs* (resposta do consumo) e *incentive-based programs* (gestão do consumo) [18] [21]. Ou seja, esta gestão é obtida pela alteração de padrões de consumos (ie *peak clipping* e *load shifting*) através de incentivos económicos ou mudança de comportamentos através da formação e/ou consciencialização do consumidor relativo ao seu consumo energético.

É, ainda, possível encontrar outros tipos de categorias de gestão de energia indireta por parte do consumidor para além da gestão do consumo e resposta ao consumo. Dietrich et al. [22] distingue as categorias por tempo e impacto nas atividades dos consumidores: eficiência energética, hora de utilização, e reserva dinâmica. Eficiência energética inclui todas as mudanças realizadas em equipamentos ou melhorias físicas do sistema e, devido ao seu carácter permanente e imediato, é o método mais apelativo. A hora de utilização refere-se a tarifas elevadas que tentam desmotivar o consumo energético em certos períodos de tempo.

Seja por meios económicos ou sociais, os programas indiretos contam sempre com a motivação do consumidor para atingir os seus objetivos. Logo, possuem margens de incerteza associadas à interpretação que o consumidor dá ao programa. A Figura 2.3 resume os tipos de gestão de consumo discutidos nesta secção.

Com os métodos de consumo diretos, é possível aceder às cargas desejadas e variar o seu funcionamento. Deste modo não é preciso instruir o consumidor sobre as diversas subtilidades relacionadas com o consumo energético e é possível obter os resultados pretendidos. Em contraste com o controlo de cargas indireto, o controlo de cargas direto engloba respostas em tempo real de

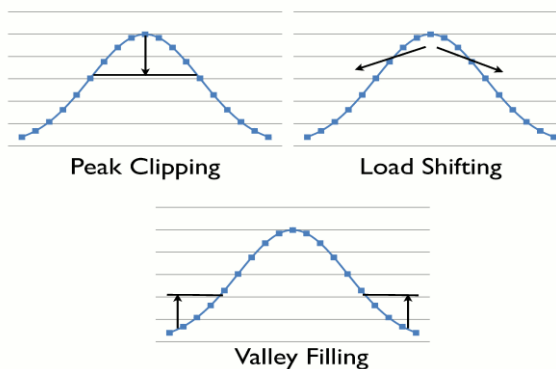


Figura 2.2- Técnicas de gestão de consumo [17]

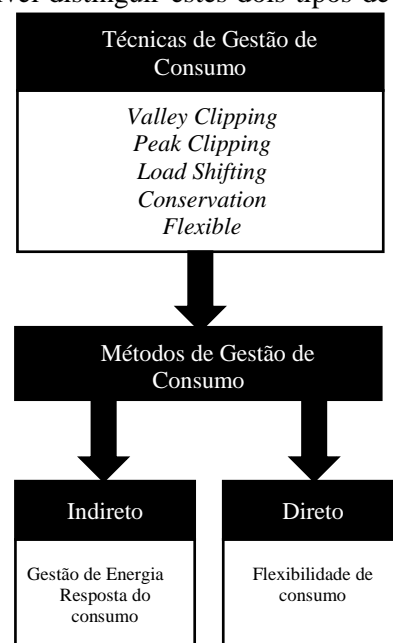


Figura 2.3- Sumário da gestão de consumo

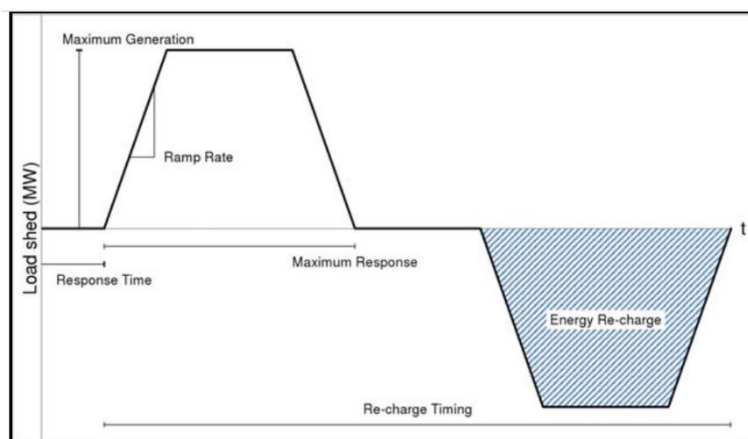
um modo automático [23]. A principal gestão implementada a partir deste método é a flexibilidade de consumo (*demand side flexibility*). Esta pode ser incentivada por parte do operador da rede, pretendendo aliviar a congestão de rede ou garantir a estabilidade da rede, ou por estímulos monetários do mercado energético.

O relatório de EED, RES e EPBD [24] define a flexibilidade de consumo pela capacidade de alteração da utilização de cargas (controlo direto) e, por consequência, dos padrões energéticos por parte do consumidor devido a incentivos monetários (instantâneos ou predefinidos).

No entanto é necessário ter em consideração o conforto dos consumidores. Como tal a viabilidade da flexibilidade das cargas está associada a fatores externos e depende intensivamente de equipamentos eletrónicos ou sistemas inteligentes que respondam a sinais de preço. Deste modo é necessário a instalação de contadores inteligentes, aparelhos de controlo de conforto térmico, equipamentos que permitam uma maior participação do consumidor.

Assim como as outras técnicas de gestão de consumo (ie gestão de energia e resposta do consumo), a flexibilidade de consumo não é orientada à diminuição do consumo de energia, mas sim ao desvio do uso de energia para intervalos de tempos potencialmente mais adequados. Estes podem ser períodos com uma maior/menor produção de energia inesperada, geralmente devido à variabilidade dos aproveitamentos renováveis. Esta alteração de consumo possui uma elevada capacidade de operação simbiótica com a produção renovável local.

Em [25], a flexibilidade é caracterizada por três aspetos: carga total flexível, controlabilidade e aceitabilidade. A carga total flexível refere-se à percentagem de carga que pode ser reduzida, estando dependente do programa de gestão de consumo e assumindo a existência de comunicação e controlo eficiente. A controlabilidade é a percentagem de carga que tem os mecanismos de controlo e comunicação necessários a uma redução ou aumento do consumo de energia. A aceitabilidade é a percentagem de carga associada a equipamentos ou serviços com disponibilidade de trabalhar com níveis reduzidos (relativamente à capacidade instalada) em troca de incentivos financeiros. Já as características de resposta por parte da carga são definidas por tempo de resposta (tempo entre o envio do sinal ao consumidor e a resposta do mesmo), gradiente de arranque (a taxa do aumento/diminuição do consumo), tempos mínimos e máximos de funcionamento (tempo limite de diminuição/aumento do consumo) e frequência de disponibilidade (número de vezes que a mesma carga pode ser flexível num dado período). O tempo de resposta é considerado por alguns autores como uma característica da flexibilidade do consumo como a controlabilidade e aceitabilidade [26][27].



**Figura 2.4-** Diagrama referente às características de resposta por parte da carga. Fonte: [25]

A figura seguinte descreve graficamente as características anteriores onde o “energy re-charge” refere-se ao “recarregamento” após a depleção de um certo tipo de “armazenamento”. Ou seja, ao período em que a carga não se encontra disponível para manipulação.

Um outro componente da flexibilidade foi definido por Morales *et al* e D’hulst *et al*. [17][28] como sendo disponibilidade de funcionamento. Esta é o tempo e duração em que a carga se encontra disponível para ser alterada.

O estudo conduzido por Aduda et al [29] realizou um sumário de valores (Tabela 2.2) típicos para a carga total flexível, controlabilidade e tempo de resposta, assim como de vários programas de gestão de consumo baseados nos trabalhos de diversos autores. Repara-se que os valores recolhidos para a carga flexível variam relativamente menos que os dos outros parâmetros.

**Tabela 2.2-** Sumário de valores encontrados em estudos para os diferentes parâmetros. Fonte:[29]

Filtro	Carga flexível (%)	Controlabilidade (%)	Tempo de resposta
Arrefecimento	41-59	7-25	1-15 min
Aquecimento	46-64	7-25	1-15 min
Ventilação	46-59	8-25	1-15 min
Iluminação	26-28	7-17	30-40 s

Na perspetiva da regulamentação europeia, a Diretiva de Eficiência Energética (2012/27/EU) incentiva fortemente a utilização de contadores inteligentes por parte dos consumidores de modo a implementar soluções ativas direcionadas à redução do consumo de energia. Para além disso reconhece que uma participação mais ativa por parte do consumidor na gestão da energia serve como ferramenta a implementação de medidas de eficiência energética, mudança do padrão de consumo energético ou até mesmo a redução do último. Portanto é essencial a entrada no mercado energético não só de agentes orientados para a produção, mas também para o consumo. Apela-se aos estados membros para o fomento desta integração através de regulamentos claros. Esta diretiva sugere a criação de agregadores capazes de aglomerar várias cargas de disponibilidade variável e interagir com o mercado energético.

O agregador, participando no mercado energético, serve como ponte entre os consumidores e os operadores da rede [27]. Através de infraestruturas tecnológicas e políticas é capaz de participar de um modo eficiente em serviços de equilíbrio produção-consumo e auxiliares. A participação dos agregadores nestes mercados garante reservas dinâmicas [27] e serviços de controlo de frequência [30] face à imprevisibilidade de aproveitamentos renováveis. No entanto, para o agregador participar em mercado de balanço é necessário que este forneça uma quantidade relativamente grande, flexível e controlável e, sobretudo, economicamente viável [30]. Por fim, o agregador poderá participar no mercado energético contribuindo para a suficiência da rede, para tal é necessário que os agregadores ofereçam uma potência relativamente grande (dependente da localização), através da aglomeração de vários consumidores. Neste estudo, simula-se e analisa-se o impacto da gestão de consumo praticada por um agregador.

### 2.3.2. Artigos relacionados

Apesar da gestão de consumo apresentar benefícios para a rede elétrica, quando é aplicada a edifícios onde o investimento no capital humano supera a importância da fatura energética é essencial que boas condições de conforto térmico sejam mantidas. De seguida apresentam-se dois estudos onde metodologias de gestão de consumo são aplicadas tendo em conta este fator e um último onde o principal objetivo é a criação de uma unidade de gestão de consumo autónoma. O resumo de cada um destes estudos é apresentado a seguir ao respetivo título.

#### **Demand side flexibility: potentials and building performance implications**

Aduda et al realizaram um estudo sobre a flexibilidade do consumo considerando conforto térmico e qualidade do ar interior num edifício de escritórios na Dinamarca. O edifício estudado tem cerca de 1500 m<sup>2</sup> e ocupação máxima de 35 ocupantes. Este estudo, ao contrário de outros,

não tratou apenas de uma simulação, “eliminando pressupostos numéricos que pretendem simplificar cenários complexos”. O foco de flexibilidade de carga foi no sistema de arrefecimento, *chiller*, e sistema de ventilação do edifício durante as estações de inverno e verão.

#### Metodologia:

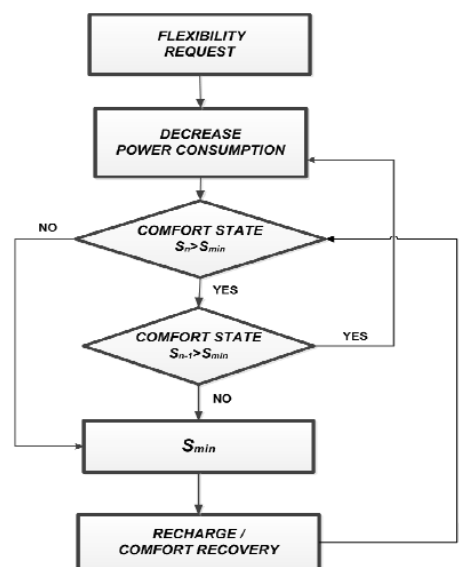
- Designação de uma banda de limites para a qualidade de ar interior pela ASHRAE55-2013;
- O efeito da gestão de consumo no conforto dos ocupantes tem de deixá-lo compreendido entre dois estados de conforto (mínimo e máximo). A Figura 2.5 demonstra esta relação;
- Operação cíclica de ventilação central;
- Operação cíclica do sistema central de arrefecimento;

#### Resultados com o sistema de ventilação:

- Utilizando sensores e realizando inquéritos encontrou-se níveis de “insatisfação relativamente aceitáveis” com uma redução máxima da potência de até 60% da ventilação durante 120 minutos. Para além disso, verificou-se tempos de respostas reduzidos por parte da ventilação.

#### Resultados com o *chiller*:

- A temperaturas inferiores a 26.5°C em cerca de 2.5°C encontrou-se o máximo de 12% de insatisfação;
- Encontrou-se um tempo máximo de operação de 20 minutos contínuos com uma potência de *chiller* reduzida em cerca de 25%.



**Figura 2.5-** Diagrama da metodologia aplicada Fonte: [29]

Conclusões: a geometria e dimensões do edifício têm um impacto nos efeitos dos programas de gestão de consumo; os resultados obtidos não têm um elevado impacto na rede sendo necessário a agregação de vários edifícios; O máximo de potência reduzida através do *chiller* não é o suficiente para contribuir em serviços de rede;

Limitações: os resultados obtidos são apenas relevantes para edifícios similares na Dinamarca; Apenas duas estratégias de flexibilidade foram implementadas; os resultados obtidos aplicam-se apenas em duas estações.

#### **Thermal environments and thermal comfort impacts of Direct Load Control air-conditioning strategies in university lecture theatres**

Neste estudo, de Dear et al [31], é explorado o efeito de programas de gestão de consumo num edifício com 2230m<sup>2</sup> na Austrália. Ao contrário do estudo anterior, este baseou-se na simulação do edifício sob o efeito de programas de gestão de controlo. Utilizou-se os *softwares* *DesginBuilder* e o *EnergyPlus* na simulação.



O edifício possui uma caldeira a gás natural e um *chiller* com potência suficiente para suprir a necessidade de 2 auditórios com cerca de 60-140 estudantes em simultâneo. Existe um controlo central de temperatura e temporizador para os sistemas descritos em cima.

#### Metodologia:

- Realizou-se um levantamento das cargas existentes no edifício, assim como a ocupação ao longo do dia;
- Utilizou-se os dados meteorológicos de uma estação próxima do edifício. Estes tinham intervalos de 15 minutos;
- Foi selecionado um dia típico de elevado consumo de ponta e com temperaturas elevadas e utilizada a informação de ocupação no dia selecionado;
- Utilização da operação cíclica de cargas;
- Aplicação de diversas temperaturas mínimas para o termostato;
- Simulação de diferentes tipos de envolvente do edifício;
- Aplicação de diferentes taxas de ventilação;

#### Resultados/Conclusões:

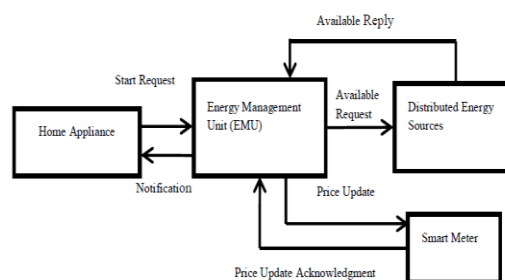
- A simulação realizada demonstrou que estes tipos de gestão de consumo desviaram-se dos limites de temperatura especificados pelo ASHRAE55-2013 e do intervalo de conforto do método de PMV (Predicted Mean Vote)/PPD (Predicted Percentage of Dissatisfied) ;
- De modo a garantir os intervalos acima, os autores indicaram que os tipos de gestão de consumo aparentam ser mais eficazes quando particularizados para o edifício em questão;
- Edifícios com uma “boa envolvente” e taxas moderadas de ventilação beneficiam mais de políticas de gestão de consumo mais complexas do que edifícios que não possuam estas características;
- Métodos de gestão de consumo com ciclos de operação reduzidos (30 minutos) têm menos impactos no conforto térmico.

### **Autonomous Integration of Distributed Energy Sources and Home Appliances Coordination Scheme in Future Smart Grid Networks**

Neste estudo, Khonglah et al [32]planificaram uma unidade de gestão de energia capaz de interligar contadores e equipamentos inteligentes com geração distribuída. A Figura 2.6 esquematiza estas relações.

O consumidor tem um sistema fotovoltaico, um sistema de armazenamento e acesso à rede elétrica. O objetivo deste estudo é otimizar a utilização das cargas assim como a redução da fatura energética através da diminuição do consumo em horas de ponta.

A unidade de gestão possui informação sobre a potência dos equipamentos na habitação, o tempo de arranque destes, potência instantânea e máxima de armazenamento, potência instantânea e nominal do sistema fotovoltaico e potência máxima de receção da rede elétrica.



**Figura 2.6-** Diagrama de relações Fonte:[32]

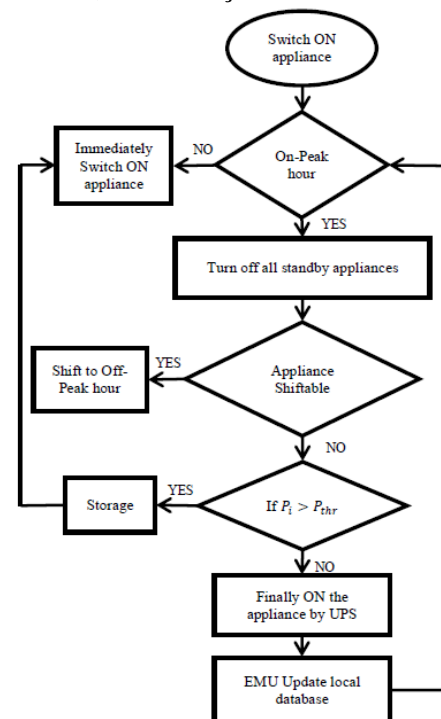
### Metodologia:

- Um equipamento, ao ser ligado, manda um sinal à unidade de gestão de energia para verificar se pode iniciar a sua operação (Figura 2.7);
- A unidade verifica se a operação do equipamento ocorre durante a hora de ponta através do contador inteligente;
- Se for hora de ponta a unidade desliga qualquer equipamento que se encontra em *stand-by*, caso contrário verifica se a produção renovável é capaz de colmatar as necessidades energéticas do aparelho. O excesso de energia será utilizado para carregar um banco de baterias;
- Se a produção renovável não for suficiente é utilizada a energia da rede;
- No caso de os equipamentos em estado *stand-by* serem flexíveis e ser hora de ponta a sua carga é deslocada;
- No caso de os aparelhos não serem flexíveis, o equipamento a ser ligado utilizará a energia armazenada;

### Resultados/Conclusões:

- Redução do consumo energético dos equipamentos em modo *stand-by*;
- Verificou-se o aumento em cerca de 20% da utilização do aproveitamento solar em horas de ponta e cerca de 40% em horas de consumo elevado;
- A unidade de gestão realiza o seu propósito de uma integração mais eficiente de aproveitamentos renováveis na rede elétrica, assim como, a diminuição do consumo em horas de vazio;

Limitações: os autores descrevem que o método utilizado não diminui o nível de conforto do ocupante, mas não oferecem uma descrição detalhada sobre o que consideram como um bom nível de conforto ou aprofundam esta matéria como no primeiro caso de estudo; A simulação apresenta resultados limitados que não podem ser trasladados para outras habitações.



**Figura 2.7-** Diagrama da metodologia aplicada com deslocamento de cargas Fonte: [32]

### 3. O Agregador

O objetivo principal da gestão de energia de um agregador de cargas é a otimização do balanço entre uma utilização eficiente da rede elétrica e a minimização da fatura energética, bem como o aumento da utilização da produção renovável local (entre outros objetivos do consumidor). Com este balanço em foco, o agente agregador serve de ponte entre o consumidor e os responsáveis pela distribuição, transmissão e geração de eletricidade e o mercado de eletricidade onde vende os seus serviços a diversas entidades.

Como tal, o agregador irá trabalhar em duas vertentes. A primeira será na agregação e gestão de cargas dos consumidores, onde será aplicada uma gestão do consumo. A segunda será pela participação no mercado de eletricidade através da venda de serviços resultantes da aplicação desta mesma gestão. A Figura 3.1 ilustra as conexões entre as diferentes vertentes. Nesta é possível visualizar as interações 1 e 2 inseridas em círculos. As interações dizem respeito as várias trocas entre as diversas partes e estão detalhadas nas Figura 3.2 e Figura 3.3. Na primeira destas duas figuras é possível visualizar as trocas necessárias entre o agregador e o consumidor enquanto que a última sumariza as interações entre o agregador e o mercado de eletricidade.

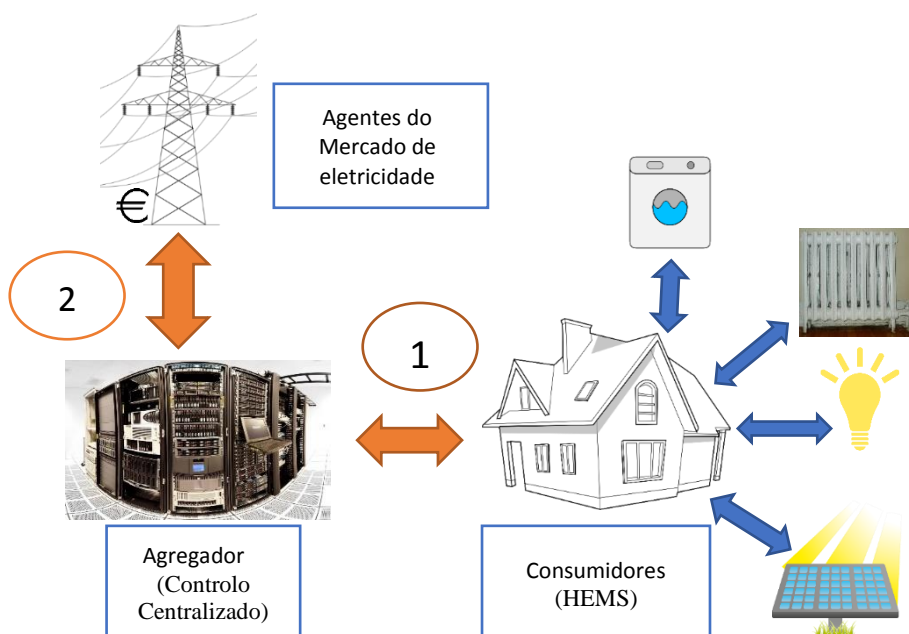


Figura 3.1- Camadas do agregador

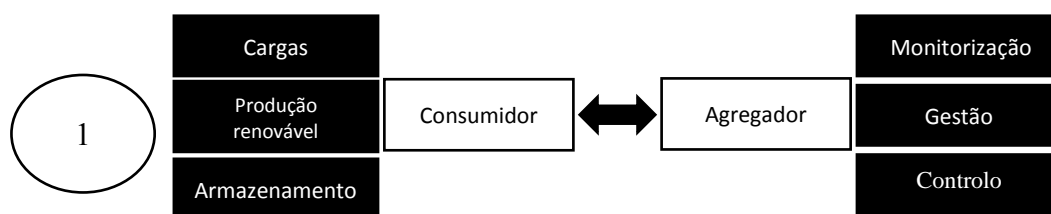
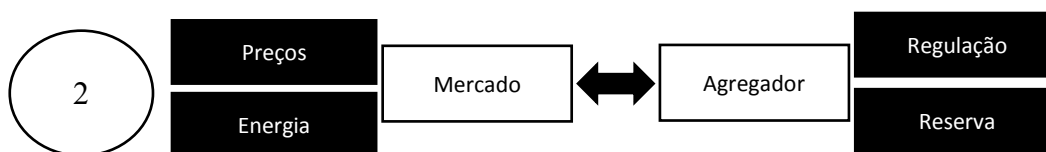


Figura 3.2- Interações entre o agregador e o consumidor



**Figura 3.3-** Interações entre o agregador e os operadores do mercado de eletricidade

As conexões a azul (Figura 3.1) referem-se à comunicação entre os equipamentos inteligentes da casa e um sistema de controlo local que agrega a informação do edifício ou da instalação e recebe informação dos sensores sobre diversos parâmetros físicos em tempo real. O controlo local pode ser um sistema de gestão de energia (HEMS) ou um outro sistema capaz de efetuar as mesmas funções. Este é responsável pela dispersão de tarefas para cada carga, a cada dado instante, e deve ser capaz de informar os consumidores das suas atividades elétricas através de uma interface ou outros métodos de representação visuais. Este sistema irá permitir uma comunicação com o agregador de forma autónoma e em tempo real.

Além disso, podem ser utilizadas cargas inteligentes e descentralizadas, capazes de usar redes de comunicação como a *Ethernet*, *Wifi*, *Bluetooth*, entre outras, para comunicar com o HEMS- o controlo local da habitação. Estas cargas estão integradas com mecanismos inteligentes capazes de desligar e ligar as mesmas e mecanismos de monitorização dos diversos fatores ambientais e físicos (microgeração, armazenamento, consumo instantâneo, especificações técnicas das cargas, entre outros). Portanto, existem diversos níveis de controlo. O controlo local, na habitação, agrega a informação disponibilizada pelos diversos dispositivos e comunica com o agregador- o controlo central.

Os diversos níveis de controlo facilitam a interação entre o agregador e consumidor, promovendo uma otimização eficiente da gestão do consumo de energia e o aumento da sua automatização. A comunicação entre o agregador e o controlo local é bidirecional, sendo o primeiro capaz de programar e alterar remotamente o consumo da habitação dependendo da informação recolhida pelos diversos dispositivos inteligentes. Os parâmetros de conforto dos consumidores podem ser guardados pelo controlo local, que é capaz de informar o agregador dos mesmos. Deste modo é possível fazer uma gestão do consumo de climatização, ventilação e iluminação mais eficiente.

O uso de tecnologia para a gestão de energia não é obrigatório, mas aumenta a eficiência e rapidez do despacho das decisões do agregador. No entanto, nem todas as cargas estão equipadas com estes dispositivos e os preços dos mesmos são elevados. De modo a facilitar a integração de tecnologia da gestão das cargas o artigo [33] oferece soluções para a conversão de cargas comuns em cargas manipuláveis (Tabela 3.1) mas sublinha a necessidade de standardização e integração dos dispositivos através do uso de interfaces e protocolos.

**Tabela 3.1-** Sumário das várias estratégias de tornar uma carga mais manipulável [33]

<b>Solução</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Substituição do controlador da carga	A carga torna-se manipulável	Pode tornar-se caro; Nem sempre possível;
Integração de sensores na carga	Mais barato	Aplicação difícil em cargas complexas;
Gestão da tomada de energia	O mais barato; Fácil instalação;	Difícil de monitorizar; Nem sempre aplicável;

### 3.1. O Agregador e o Consumidor

Como descrito acima, a primeira vertente em que o agregador atua é do lado do consumidor. O último, disponibiliza o controlo das cargas e da produção ao agregador em troca de um retorno económico, entre outros.

O agregador desenvolvido nesta dissertação deve incentivar o envolvimento do consumidor na gestão do seu próprio consumo. Considera-se essencial este envolvimento e o fomento da consciencialização do mesmo. Como tal, deve o consumidor ser capaz de criar o seu próprio perfil de consumo para o dia seguinte, com diversas opções de flexibilidades das cargas e as respetivas compensações pretendidas, em ganhos na fatura, para o efeito. Se o consumidor não agendar as suas cargas, podem ser utilizados os dispositivos inteligentes para extrapolar e estimar os perfis de consumo. Estes podem ser capazes de, através de métodos como *machine learning*, aprender e atualizar os padrões de consumo das cargas e criar previsões de consumo. Por um outro lado, os dispositivos de gestão podem utilizar os sensores para verificar se existem usos ineficientes de energia (e.g. sistema de iluminação em operação desnecessária). Contudo, os perfis desenvolvidos pelos dispositivos adicionam incertezas na gestão de consumo, o que pode resultar numa diminuição dos objetivos do consumidor.

No entanto, é necessário perceber as motivações por trás do comportamento elétrico do consumidor de modo a fomentar o seu crescente envolvimento no sistema elétrico e na gestão da sua energia. É possível encontrar uma miríade de artigos com menções sobre a importância dos incentivos monetários para a participação energética do consumidor [34]-[45]. Todavia, a alteração do uso de energia por parte dos consumidores afeta o seu estilo de vida (ie. rotina, conforto) sendo, portanto, um erro reduzir os mesmos a agentes económicos ignorando, entre várias, as suas preferências pessoais, sociais e ambientais [34]-[39]. Por exemplo, as atitudes dos consumidores podem originar do desejo de serem líderes da sustentabilidade dentro das suas comunidades derivado pela influência das redes sociais [37]. Em certas situações, estas preferências podem gerar resultados de conservação de energia superiores aos incentivos monetários [38]. Ainda assim, o artigo [39] sublinha que certas preferências podem ser baseadas em falta de conhecimento e variar com o enquadramento social.

Além disso, no artigo [40], que recolheu as opiniões de diversos participantes, a conveniência revelou-se um fator com maior relevância que poupanças energéticas ou monetárias, em algumas instâncias. Contudo, esta mesma conveniência pode suscitar consequências monetárias que poderiam ser evitadas por atitudes mais racionais do ponto de vista económico. Por um outro lado, concluiu-se que os participantes que possuíam microgeração mostravam-se mais conscientes do seu próprio consumo, alterando certos comportamentos de modo a realizar uma utilização mais eficiente a energia que produziam. Também, os autores, verificaram que esta atitude gerava uma mentalidade capaz de induzir a maiores incentivos de participação do que a utilização de sinais de preços. Portanto, o fomento desta mentalidade torna os participantes mais ativos no sistema elétrico e incentiva o participante a desenvolver as suas competências. O mesmo é referido no artigo [38], em que se confirma que esta mentalidade, ou seja, um maior envolvimento nas próprias atividades energéticas, induz maiores poupanças energéticas. Para além disso, o conhecimento prévio das tecnologias de energia pode induzir à procura de mais informação sobre as mesmas [39] aumentando a participação do consumidor.

Mesmo com a participação dos consumidores nas atividades energéticas, os ganhos teóricos da implementação de programas de conservação de energia podem diferir dos ganhos reais. No artigo [38], baseado em entrevistas realizadas na Austrália, investigou-se esta discrepância relativamente a sistemas solares de aquecimento de águas sanitárias. Este descreve as dificuldades encontradas pelos consumidores na gestão e funcionamento do próprio sistema. Devido à falta de

capacidade de monitorização e de conhecimento dos custos envolvidos, os entrevistados mostraram incerteza em relação às poupanças monetárias realizadas. Por outro lado, conclui-se que as mesmas lacunas de conhecimento e dificuldades de obter informação clara e de confiança sobre o uso do seu sistema poderiam induzir a assumir o bom funcionamento do sistema quando isso não sucedia, na realidade.

Algumas das mesmas preocupações podem ser encontradas no artigo [41]. No caso da remodelação de casas arrendadas no Reino Unido, verificou-se que não é suficiente fornecer a infraestrutura ou equipamentos que facilitam a alteração de consumo, mas também é necessário que os próprios consumidores tenham competências teóricas e técnicas para aproveitar ao máximo os benefícios desta mesma infraestrutura. A última pode facilitar a alteração de hábitos, através da implementação de mecanismos automáticos que respeitem as janelas temporais de consumo exigidas pelo consumidor, aumentando a conveniência do processo. Contudo, a monitorização, transparência, desconfiança relativas às intenções dos operadores do sistema elétrico, perda de privacidade e de autonomia revelaram ser preocupações dos consumidores [40]. A falta de confiança verificou-se também no artigo [42]. Logo, é essencial que os consumidores sejam os donos de toda a informação recolhida e tenham acesso à mesma, de modo a se manterem informados sobre as decisões de consumo e contratação [43]. O agregador sugerido neste trabalho é independente das grandes companhias energéticas (produtoras e/ou distribuidoras de energia) e não serve os interesses das mesmas. Assim, e demonstrando lealdade e dedicação ao cliente, o agregador será capaz de ganhar a confiança dos consumidores.

Uma maior transparência poderá ser obtida pela transmissão simples, clara e intuitiva de informação sobre o consumo. Todavia, não é só necessário transmitir esta informação, mas também estar equipado com as ferramentas para lidar com a própria informação e agir sobre a mesma, de modo a facilitar o envolvimento do consumidor [40]. Deste modo, o artigo [44] sublinha que primeiro passo é promover um HEMS simples integrado com contadores inteligentes capazes de ajudar o consumidor a modificar o seu comportamento através de mecanismos como a visualização do seu consumo energético, entre outros.

Por vezes mesmo equipado com diversas ferramentas, o consumidor pode ser incapaz de atingir poupanças. Além disso, parece improvável que haja um maior envolvimento dos consumidores finais no mercado de eletricidade a não ser que seja parte de um esquema automático implementado por agentes intermédios [42]. Estes devem procurar aumentar a flexibilidade do consumo não comprometendo a conveniência do consumidor. Torna-se, então, evidente a necessidade do agregador que, é capaz de conciliar os interesses do consumidor e providenciar uma maior transparência e confiança.

### **3.2. O Agregador e o Mercado de eletricidade**

Na secção anterior analisou-se as motivações e barreiras que influenciam uma maior participação do consumidor na gestão do consumo. Tornou-se evidente o papel que o agregador tem em superar algumas das mesmas barreiras e em fomentar a participação do consumidor e de pequenas cargas no mercado de eletricidade. No entanto, é essencial analisar as barreiras e motivações para a participação do agregador neste mesmo mercado.

O mercado de eletricidade é um equilíbrio delicado entre o seu desempenho técnico e económico. Geralmente, é constituído por mercado grossista (a prazo, diário e intradiário), mercado retalhista e mercados de serviços de sistema [46]-[50]. O mercado grossista serve de ponte entre os produtores de energia e os seus comercializadores (ou, por vezes, grandes consumidores). No mercado diário, a aquisição de energia para consumo próprio ou para clientes finais é realizada por agentes do mercado [47] e os preços estão dependentes do consumo expectável e das decisões das diversas centrais elétricas [48]. Já no mercado intradiário, são

realizados os ajustes necessários entre o consumo e produção [49], ou seja, um refinamento do equilíbrio realizado no mercado diário. O mercado retalhista determina as tarifas apresentadas ao consumidor por parte dos agentes do mercado. Neste mercado, o consumidor, geralmente, é protegido das flutuações do mercado grossista e, logo, os preços praticados não traduzem a realidade da produção e consumo em tempo real.

Finalmente, existem mercados de serviços de sistema [50] com focos principais em serviços auxiliares do sistema elétrico e da otimização de energia. Os serviços auxiliares existem para garantir o bom funcionamento de todo o sistema elétrico. Estes incluem controlo de frequência, de tensão, reservas girantes, reservas estáticas [51], entre outros.

Devido ao grande nível de incerteza entre o binómio produção e consumo, especialmente associado com o último [51], o mercado de reserva de potência é responsável pelo equilíbrio do mesmo binómio em tempo real [48]. Para tal, os preços propostos no mercado devem ser substanciais para atrair as reservas de potência necessárias e devem incluir atenção à disponibilidade da potência oferecida [52], sendo, então, costume pagar por toda a potência reservada e por cada unidade de energia efetivamente utilizada [51].

Quando a rede está exposta a problemas operacionais, a gestão de consumo é indispensável para garantir a fiabilidade do sistema ([51] e [53]) e pode diminuir a necessidade de produção, transmissão e distribuição de energia assim como de investimentos futuros na rede [54]-[56]. Em alguns casos a gestão de consumo pode providenciar serviços auxiliares superiores aos atualmente utilizados [57], sendo esta especialmente benéfica na gestão de congestionamento da rede, apoio na regulação da tensão e para reparações da rede [43]. Apesar de uma forma de gestão de consumo pouco sofisticada, atualmente, em muitos casos, é apenas possível realizar o deslastre de agregados volumosos, quando necessário. Tal poderá ser realizado a partir de uma subestação.

Deste modo, a gestão de consumo é frequentemente considerada como um pré-requisito para o estabelecimento de um mercado de eletricidade competitivo [57] e é essencial para um funcionamento eficiente das diferentes sessões do mercado [58]. Além disso, o artigo [59] sugere que o crescimento da penetração de renováveis requer a adaptação do mercado de reservas de potência de modo a incluir a gestão de consumo, fomentando, assim, uma aplicação de preços mais eficientes [53]. Isto deve-se ao facto de as centrais de produção de energia convencionais serem desenhadas para fornecerem estes serviços, enquanto que, atualmente, a produção renovável não participa neste mercado. No entanto, os artigos [52] e [60] realçam que os incentivos oferecidos e os modos de pagamento atuais não são suficientes nem eficientes para atrair e manter a participação da gestão de consumo. Por exemplo, na Finlândia, fatores como a potência mínima de participação nos mercados de reserva limitam a participação da gestão de energia no consumidor final [61].

Alinhar os interesses económicos dos diversos agentes que intervêm no mercado é um processo exigente. Logo, é importante desenvolver um novo paradigma do mercado capaz de convergir para uma maior eficiência do sistema [62] ao mesmo tempo que realiza a integração da gestão de consumo no mercado de eletricidade. Deste modo, torna-se necessário colaborar com agentes intermediários que visam avançar o desenvolvimento e integração de tecnologias e ferramentas capazes de aumentar a flexibilidade da energia [56]. Estes deverão ser capazes de oferecer um agregado de cargas flexíveis equipadas com mecanismos de alteração de consumo durante os períodos necessários [63], facilitando, portanto, o acesso dos recursos de baixa potência no mercado. Através de mudanças comportamentais e do uso de tecnologia os consumidores podem modificar o seu consumo sem terem de intervir no mercado de eletricidade grossista diretamente [56]. No entanto, é essencial evitar uma gestão descoordenada e desorganizada das cargas, através de uma gestão e agendamento do consumo de um modo inteligente evitando a operação simultânea de equipamentos com elevado consumo elétrico [64].

É, ainda, necessário desenvolver e implementar metodologias que promovam o uso eficiente de energia e utilização eficiente da rede [43] e, portanto, a tarifa elétrica aplicada aos consumidores deve ser baseada no custo de produção, transmissão e distribuição de energia e nos custos dos desafios técnicos da rede [65]. O perfil de preços deve agir, assim, como um conjunto de sinais de controlo que incentivam a adaptação do consumo [55] e devem garantir incentivos eficientes para a participação nos diversos serviços de operação da rede e futuros investimentos [66]. Só com tarifas dinâmicas, que acompanhem a situação da rede em tempo real, é que o consumidor final pode reagir em concordância com o que dele precisa o Sistema Elétrico.

Um dos exemplos da participação do agregador no mercado pode ser encontrado em [67]. Neste artigo, diversas habitações estão equipadas com um sistema de gestão (HEMS) que elabora perfis de flexibilidade do consumo. O agregador serve de ponte entre o HEMS e o mercado onde vende os perfis criados. Após a compra de um determinado perfil este tem de ser executado mesmo que não seja necessário para o equilíbrio do binómio produção e consumo na rede. Como cada perfil representa uma habitação, os perfis vendidos no mercado não representam o consumo agregado de todas as cargas ao dispor do agregador. Para além disso, se existirem discrepâncias entre as previsões usadas na criação de cada perfil e os parâmetros físicos reais, o agregador pode acarretar consequências monetárias. Isto deve-se ao facto de a gestão de consumo neste artigo não oferecer flexibilidade de cargas em tempo real, limitando, assim, a operação no mercado de eletricidade. Contudo, este artigo distingue-se no facto de apresentar uma metodologia de participação no mercado de eletricidade que inclui compensações monetárias a partir da discretização do consumo (*bottom-up*) e não de um consumo agregado e não diferenciado (*top-down*). Assim, é capaz de incluir as diferentes especificações técnicas das cargas.

Já o artigo [61] investiga o impacto que a gestão de consumo tem nas tarifas aplicadas. A partir da produção local e perfis de consumo para o dia seguinte são criados diversos grupos onde diferentes tarifas são aplicadas. De seguida, é analisado o impacto que as diversas tarifas têm na disponibilidade dos recursos elétricos e realizada uma otimização do agendamento. O agregador pode, então, escolher entre o primeiro ou o segundo agendamento dependendo dos resultados obtidos. Deste modo o agregador incorpora o impacto do agendamento das cargas nos perfis de preços aplicados permitindo uma operação mais eficiente da sua gestão de consumo. Além disso, a agregação dos vários recursos em diferentes grupos permite a aplicação de tarifas mais específicas e, portanto, mais eficientes.

Assim como no artigo [67], o agregador proposto nesta dissertação oferece uma gestão de consumo *bottom-up* através do agendamento de cargas para o dia seguinte, contudo realiza o ajuste das cargas em tempo real. O perfil de flexibilidade obtido tem como principal objetivo garantir, primeiramente, os objetivos do consumidor, sejam estes a maximização da utilização dos seus recursos elétricos ou minimização da fatura energética, ou outros. Este perfil é obtido através de um perfil de preços fornecido pelos agentes do mercado de eletricidade. Assim o mercado envia sinais ao agregador consoante a necessidade da alteração de cargas. Um novo agendamento poderá ser realizado se ocorrer uma atualização significativa do perfil de preços. Deste modo é possível incluir o impacto da gestão de consumo nas tarifas aplicadas. Por um outro lado, é essencial que esta tarifa seja local, afetando o agendamento do consumo nesta mesma localização. Finalmente, é essencial garantir que os consumidores recebam compensações sempre que experienciarem uma alteração do seu consumo.

Todavia, de modo a fomentar o desenvolvimento dos agregadores é essencial superar barreiras institucionais, culturais, de implementação, de organização ([60] e [63]). A regulação deve permitir modificar e definir os papéis e responsabilidades dos operadores de rede e agentes do mercado de eletricidade de uma forma clara e transparente [43].



### 3.3. Algoritmos de gestão de consumo

Como referido acima, a gestão de consumo deve maximizar os objetivos do consumidor. Para realizar o agendamento de cargas podem ser encontrados diversos algoritmos na literatura. É possível diferenciar os algoritmos baseados em *game theory* dos algoritmos focados na otimização dos resultados pretendidos. O primeiro grupo, de um modo geral, incorpora o facto de que ganhos para um consumidor geram perdas para os outros (ie. a deslocação do consumo para períodos mais baratos aumenta o preço da energia nesse mesmo período). Em contraste, os processos de otimização procuram as melhores soluções para todos os consumidores envolvidos. A implementação de *game theory* é capaz de modelar as interações complexas entre os diversos consumidores da rede [64] e, logo, caracterizar os impactos que os consumidores têm entre si. No entanto, o papel do agregador nesta dissertação é de aglomerar consumidores e encontrar soluções otimizadas para o conjunto total através de sinais de controlo do mercado de eletricidade. O consumidor é visto como um *price-taker*, face ao mercado grossista que fixa antecipadamente um preço que será traduzido para o mercado de retalho, possivelmente bem perto do tempo real.

Dentro da otimização, os algoritmos podem ser caracterizados como determinísticos e não-determinísticos. Se o algoritmo for utilizado várias vezes com os mesmos dados de entrada, os primeiros produzem sempre os mesmos resultados enquanto que os últimos podem gerar resultados distintos. Isto deve-se ao facto de os algoritmos não-determinísticos integrarem processos aleatórios. Na literatura, é comum encontrar diversos exemplos de algoritmos não-determinísticos que integram processos simplificados encontrados na natureza aplicados à gestão de cargas. Exemplos destes são os algoritmos genéticos [68]-[70], enxame de partículas [71]-[72], *wind driven optimization* [73], entre outros. Estes algoritmos implementam técnicas e heurísticas com baixa complexidade, elevada rapidez de convergência e reduzido tempo de computação para a obtenção de resultados otimizados. Além disso, dentro dos algoritmos não-determinísticos, é também comum, realizar a otimização do consumo através da programação linear [74]-[76]. Esta, maximiza um objetivo tendo em consideração restrições matemáticas lineares. Baseado nestes diversos exemplos de otimização da gestão de consumo com sucesso, o algoritmo aplicado e delineado na metodologia desta dissertação utiliza processos aleatórios.

## 4. Metodologia

A função do algoritmo é de estabelecer e alterar, quando necessário, a agenda de consumos do consumidor de modo a criar um plano de cargas que represente benefícios para o consumidor e um serviço para os agentes do mercado e operadores das redes elétricas. No entanto, o objetivo principal do algoritmo é de maximizar os objetivos do consumidor e não necessariamente de todos os agentes do mercado de eletricidade. A agenda é criada no dia anterior através da consideração dos vários parâmetros descritos nesta secção. A colocação de cargas terá de ser reanalisada no próprio dia de operação se se apresentarem variações significativas de alguns dos parâmetros considerados.

De seguida, apresentam-se definições dos parâmetros com maior relevância no modelo de gestão de consumo.

### *Custo*

O custo é o foco do algoritmo, procurando-se sempre minimizá-lo. Ao agregador somente é permitido vender reserva de potência e outros se tal for do benefício do consumidor. Portanto, o serviço contratualizado é necessariamente limitado devido a este parâmetro. No entanto, outros limites adicionais aplicáveis podem ser acordados mediante contrapartidas adequadas e podendo o custo da energia deixar de ser o principal determinante das decisões.

### *Produção de energia renovável local*

A produção renovável do local toma um papel importante na diminuição da fatura energética procurando sempre aproveitar toda a energia própria ou comunitária disponível, sendo essa produção uma previsão no dia anterior ou bem mais perto do tempo real.

Para tal, o algoritmo necessita de uma previsão da produção, no local para todos os intervalos de tempo considerados para o dia seguinte ou para o resto do dia em curso. A previsão da produção, como qualquer outra, está sujeita a erros. Assim, se forem registados desvios significativos entre uma previsão e outra mais próxima do tempo real é necessário realizar uma reprogramação do agendamento - atualização- se tal se provar possível.

Num sistema onde sejam consideradas baterias, a gestão dos seus parâmetros torna-se bastante complexa devido à dinâmica existente entre os dois recursos que permite uma maior minimização da fatura energética.

### *Potência disponível*

A potência disponível contratada para consumo é um limite absoluto. Cada instalação tem uma potência contratada a um agente comercializador de energia que deve ser respeitado no agendamento de cargas. No entanto, se o agregador fizer a gestão de consumo de várias instalações é possível considerar uma potência disponível agregada. Deste modo é possível ultrapassar o limite contratado por instalação, tendo a potência do conjunto como limite absoluto, respeitando sempre a capacidade de potência limite instalada em cada edifício e em cada instalação.

### *Preço de importação de energia da rede*

Este preço é utilizado para calcular o custo associado à colocação de cada carga (custo de segmento). O preço de importação é obtido pelo agente comercializador de energia e poderá não ter a mesma partição temporal que a partição de agendamento. Por exemplo, o preço de energia poderá ser bi-horário, tri-horário, horário, entre outros dependendo da tarifa aplicável à instalação. Se esta for baseada em preços de importação variáveis em vez de fixos, é essencial obter a previsão destes para o dia seguinte.

Estes preços são determinados no mercado energético e estão sujeitos à lei da procura e oferta, e, portanto, à previsão do “mix” de abastecimento disponível para o dia seguinte. Portanto, e reforçando o que foi referido na secção do agregador, um consumidor, de potência reduzida, toma o papel de um *price taker*.

A produção está sujeita a variações no próprio dia devido a inúmeros fatores fora do controlo do agregador, e como tal terá um impacto nos preços aplicados. Se o impacto da variação for considerável o algoritmo deverá ser reaplicado para o próprio dia.

### ***Prioridade das cargas***

As cargas são geridas pela sua prioridade de operação. Para uma carga prioritária não existe um limite de preço preestabelecido pelo consumidor acima do qual a carga terá de interromper a sua operação. Ou seja, no caso de uma carga não prioritária, existe um limiar de preço da energia (preço limite de operação) que o consumidor aceita pagar pela sua colocação. É essencial no agendamento a prioridade das cargas para o dia seguinte e é essencial nos ajustes em tempo real quando necessário decidir que cargas operar num certo intervalo de tempo.

### ***Caracterização das cargas***

Neste modelo, a característica das cargas influencia o seu tratamento e as medidas de gestão de consumo aplicadas a cada situação. Com esta divisão é possível obter resultados que otimizem o binómio custo-benefício. A tabela abaixo descreve as cargas existentes juntamente com a sua definição.

**Tabela 4.1-** Definição de cada característica de gestão

<b>Característica</b>	<b>Definição</b>
Variável	Carga de potência variável
Estática	Carga de potência não regulável
Deslocável	Deslocável no tempo
Não deslocável	Não Deslocável no tempo

É importante salientar que uma carga pode ser caracterizada quanto à sua flexibilidade de colocação temporal ou de variabilidade de potência. Por exemplo, um sistema de ventilação pode ser variável (alterando a taxa de ventilação) e pode ser deslocável se o seu funcionamento for modificado para um outro segmento de tempo. Geralmente, os sistemas AVAC são deslocáveis e flexíveis, porém, compete ao agregador fazer uma gestão eficiente que eventualmente aumente o conforto dos ocupantes, sem que esse conforto se traduza num aumento da fatura energética, quando possível.

No entanto, um sistema de iluminação poderá ser variável, se for um sistema com regulação de potência (ou desligando parte do sistema), mas poderá não ser deslocável dependendo da atividade do consumidor.

### ***Ganho diferencial***

O ganho diferencial refere-se a um ganho monetário exigido pelo consumidor sempre que ocorre a gestão das suas cargas. Ou seja, quando ele é definido, é necessário haver essa compensação sempre que ocorre a modificação da operação preferencial das cargas de um consumidor.

Deste modo não só é necessário assegurar que a gestão do consumo se traduza numa diminuição da fatura energética, mas também, que a gestão do consumo tenha esses ganhos, significativos para o consumidor. O ganho diferencial, portanto, assegura o equilíbrio entre a poupança monetária e o desconforto gerado ou perda, pela modificação do consumo. Ou seja, se a poupança assegurada pela

gestão de consumo não for significativa então, pode não justificar o deslocamento ou variação das diversas cargas.

O ganho diferencial poderá ser estipulado pelo consumidor em relação às suas diversas cargas, podendo variar consoante o equipamento. Deste modo, o consumidor torna-se mais ativo na gestão das suas próprias cargas -identificando o desconforto monetário que cada alteração traz- e ganha mais controlo sobre o seu perfil de consumo.

#### ***Horário preferencial do consumidor***

O horário preferencial do consumidor refere-se aos intervalos de tempo escolhidos pelo consumidor para colocação da carga. O horário corresponde a intervalos de tempo, com a possibilidade de haver vários horários preferenciais estipulados pelo consumidor. Nesse caso, o consumidor fixará a prioridade dos horários, associando ganhos diferenciais exigidos, para as deslocações de carga que o justifiquem. A Tabela 4.2 seguinte descreve um exemplo de um utilizador com vários horários.

**Tabela 4.2-** Exemplo de diversos horários preferenciais

	<b>Horário Preferencial</b>	
	<i>1</i>	<i>2</i>
Carga	9-10h30	15-16h30

#### ***Potência preferencial das cargas***

Este parâmetro difere da característica de deslocamento das cargas, pois é uma variável discreta associada aos limites de variação de potência da carga. Neste caso, assim como para o horário preferencial, o consumidor poderá ter várias opções de variação de carga, podendo esta variação ser compensada por um ganho diferencial monetário.

#### ***Limitações físicas das cargas***

As limitações referem-se a propriedades físicas que afetam o desempenho das cargas. Estas podem constituir características do ambiente (temperatura, humidade, entre outros). Por exemplo, a carga de climatização e de ventilação podem estar diretamente dependentes da temperatura interior e da concentração de dióxido de carbono no espaço em consideração.

Além disso, as limitações físicas podem ser intrínsecas à própria carga. Um equipamento pode estar adaptado para operar a uma eficiência máxima dentro de uma certa gama de temperaturas ou intervalo de tempo. Outros equipamentos podem trabalhar em ciclos interrompíveis e certas cargas possuem diversos tempos de arranque ou de desativação. Estes exemplos, como outros, devem ser considerados pelo algoritmo de modo a minimizar o custo total da fatura energética e criar agendas que melhor correspondam à realidade de consumo do consumidor.

#### ***Metodologia Aplicada***

A metodologia de gestão de consumo é aplicada utilizando o *software Matlab*. Usou-se esta ferramenta pela sua capacidade de operação matricial e funções binárias, facilidade de manuseamento, capacidade de integração com outros *softwares* e conhecimento prévio do próprio *software*.

Inicialmente, é necessário realizar um pré-processamento das cargas que serão manipuladas. Os seus diversos parâmetros (ie ganhos diferenciais, tempo de utilização, variabilidade entre outras) têm de ser explicitados. De seguida é necessário analisar as cargas que serão utilizadas pelo consumidor no dia seguinte e separadas em diversas categorias. Uma destas diz respeito ao consumo base que agrupa todas

as cargas prioritárias caracterizadas como não deslocáveis e não flexíveis. As cargas, que constituem o consumo base, são agregadas e dão origem à primeira camada abstrata do agendamento para o dia seguinte. As cargas restantes são todas aquelas que oferecem algum nível de opção à gestão de consumo e caracterizadas como tal.

Após a alocação de cargas estáticas e fixas nos horários requeridos pelo consumidor, é necessário proceder à melhor alocação das cargas restantes, respeitando os seus limites e parâmetros. A alocação está diretamente dependente dos objetivos exigidos pelo consumidor. Estes podem ser a minimização do custo da eletricidade, a maximização da utilização dos seus recursos locais renováveis, ou uma mistura entre os dois. É importante realçar que a minimização do primeiro nem sempre origina maximizações do segundo. O equilíbrio entre os objetivos pretendidos é um processo com características abstratas que pode requerer uma análise situacional. Nesta metodologia, apresenta-se a minimização da fatura elétrica como o objetivo principal, pois admite-se que o preço da energia importada é o melhor indicador da redução de emissões do conjunto do sistema elétrico e energético.

A alocação das cargas numa nova agenda é realizada em diversas etapas. Primeiramente, são criadas inúmeras agendas pré-otimizadas. De seguida, procura-se a otimização das melhores agendas pré-otimizadas. Como os melhores resultados de poupança bruta, geralmente, originam as maiores poupanças líquidas, não é necessário realizar o cálculo da poupança líquida nesta etapa. Logo, este cálculo é apenas realizado para as melhores agendas otimizadas, servindo, assim, para refinar a escolha da agenda a ser aplicada.

É essencial obter previsões atualizadas dos dados de preço de importação de energia da rede e de produção renovável local antes de efetuar a gestão de consumo, de modo a criar uma agenda otimizada baseada em dados com grande aproximação aos eventos reais. Se houver discrepâncias significativas nas previsões de preço e produção local renovável, é realizada uma atualização da agenda no próprio dia para as horas que forem necessárias. A atualização é realizada seguindo a mesma metodologia da agenda para o dia seguinte.

#### **4.1. Pré-otimização**

Na pré-otimização existe um foco na criação de uma grande multiplicidade de agendas. Nesta fase o consumo base já foi colocado na agenda para o dia seguinte. Na criação destas agendas utilizam-se as várias preferências horárias e capacidade de redução de potência das diferentes cargas. No entanto, as agendas criadas obedecem aos parâmetros referidos anteriormente: limitações físicas dos equipamentos, padrões de conforto exigidos pelo consumidor, potência máxima permitida para o edifício, ciclos máximos de alteração, entre outros. O número de ciclos máximos de alteração representa o limite de gestão de consumo para uma determinada carga. Por exemplo, uma carga opera durante uma hora sendo apenas possível realizar a gestão do consumo durante 15 minutos do total da sua operação. Se o intervalo elementar utilizado para a otimização do seu consumo for de 15 min, o número máximo de intervalos unitários com flexibilidade de gestão é igual a 4. Se a carga fosse flexível durante toda a sua operação, o número de intervalos com flexibilidade seria de 4.

Uma agenda é criada através da colocação de cargas em intervalos de tempo favoráveis à maximização do objetivo do consumidor. Esta colocação é realizada por uma ordem aleatória e uma agenda só estará completa após a colocação de todas as cargas.

Sabendo os diversos parâmetros, é dada a cada segmento de tempo (a discretização temporal utilizada) um peso. Através deste peso é possível determinar os intervalos de tempo que melhor representam uma maximização dos objetivos do consumidor e, portanto, a vantagem da colocação da carga num determinado intervalo elementar. O peso é atualizado no final da alocação de cada carga de modo a representar a nova atualidade e consequente favorecimento de alocação da carga seguinte

(aleatoriamente escolhida de entre as restantes, como já referido um pouco mais acima), a cada intervalo do horizonte em tratamento.

De modo a explicitar como o peso é calculado recorre-se às equações ( 4.1), ( 4.2) e ( 4.3) e à Tabela 4.3 que descreve os parâmetros essenciais para o seu cálculo. Para tal, é necessário verificar a produção renovável disponível para colmatar as necessidades do consumo (equação ( 4.3)), assim como o preço de importação da rede. Na equação ( 4.1) o peso será sempre maior quando existir produção local. Se tal não for o caso, o peso é superior em intervalos de tempo onde o preço de importação é menor. Portanto, o peso, atua como guião de modo a dar preferência às colocações de cargas em intervalos de tempo com produção local disponível. No caso em que  $|\Phi_t|$  é inferior a 1 Wh, o peso é fortemente influenciado pelo preço nesse intervalo de tempo. O peso, nesta etapa, tem, portanto, o papel de criar uma grande multiplicidade de agendas, pois não está restringido apenas à minimização da fatura energética.

Apesar de terem se observado raras ocasiões onde o preço de importação de energia da rede no mercado grossista é negativo, para efeitos deste estudo assume-se que este é sempre positivo para o consumidor.

**Tabela 4.3-** Descrição da notação matemática utilizada nas equações ( 4.1),( 4.2), ( 4.3) e ( 4.4)

Símbolo	Definição	Unidades
$\gamma$	Peso atribuído a um segmento de tempo	(Wh) <sup>2</sup> /€
$\delta$	Parâmetro que determina o impacto da produção local no peso	Wh
$\beta$	Preço de importação de energia da rede	€/Wh
$\Phi$	Importação da rede	Wh
$\zeta$	Produção local renovável total no intervalo de tempo considerado	Wh
$C$	Energia da carga considerada	Wh
$c$	Potência da carga considerada	W
$t$	Intervalo elementar considerado	-
$\tau$	Duração em horas do intervalo de tempo elementar	h
$n$	Carga alocada considerada	-
$m$	Número total de cargas alocadas no intervalo de tempo considerado	-

$$\gamma_t = \frac{\delta_t}{\beta_t} \quad (4.1)$$

$$\delta_t = \begin{cases} |\Phi_t| & \Phi_t < 0 \\ 1 & \Phi_t \geq 0 \end{cases} \quad (4.2)$$

$$\Phi_t = -\zeta_t + \sum_{n=1}^{n=m_t} C_{t,n} \quad (4.3)$$

$$C = c \times \tau \quad (4.4)$$

Os intervalos de tempo com pesos mais elevados implicam um maior favorecimento de alocação e vice-versa. Quando a produção local renovável é inexistente ou insuficiente um maior peso é atribuído aos intervalos de tempo onde se verificam os preços de importação mais reduzidos.

De modo a perceber a importância e os pesos atribuídos a cada segmento de tempo analisa-se o exemplo seguinte. A Figura 4.1 ilustra a produção renovável local prevista (Wh) e os preços de importação de eletricidade (€/kWh) para o dia seguinte. É possível identificar máximos locais de produção por volta das 9h e das 14h separados por um mínimo local situado às 11h. O preço de importação exibe máximos locais coincidentes com a produção local, assim como nas primeiras horas do dia e por volta das 22h.

Calcula-se o peso em cada intervalo de tempo e perante as condições iniciais dadas pela Figura 4.1 (sem colocações de carga) obtém-se as Figura 4.2 e Figura 4.3. É possível reparar que o peso reproduz, relativamente, a forma e máximos locais da produção renovável. No entanto, quando a produção é inexistente, como é o caso da Figura 4.3, atingem-se valores consideravelmente inferiores em relação à Figura 4.2 e dá-se uma reversão de máximos para mínimos locais.

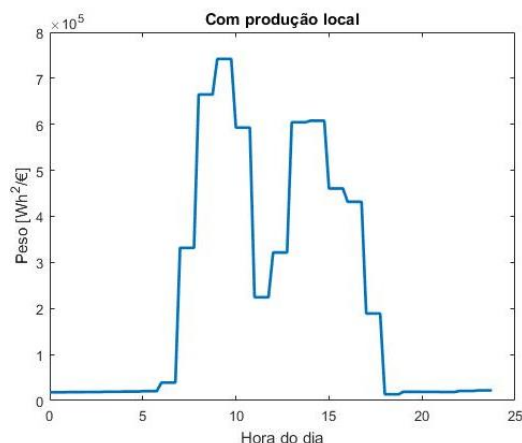
A colocação de cada carga influencia a colocação temporal da subsequente, reduzindo a produção renovável local disponível após cada alocação quando aplicável. Ou seja, a ordem de colocação tem um impacto direto e substancial no cálculo dos pesos a cada iteração da criação da agenda. No entanto, encontrar a ordem de alocação que produz os melhores resultados é uma tarefa extremamente complexa que é traduzida em tempos computacionais mais elevados. Por isso, opta-se pela adoção de uma metodologia com uma ordem aleatória de colocação de cargas. Para além disso, o número de agendas pré-otimizadas criadas é determinado pelo agregador, sendo que a criação de um maior número de agendas implica um maior tempo computacional.

De modo a expor a decisão do algoritmo com maior clareza recorre-se a um exemplo referente à alocação de uma carga que opera durante 4 intervalos de tempo, o correspondente a quatro ciclos de 15 minutos. Estes quatro ciclos não têm de ser obrigatoriamente consecutivos, podendo haver intervalos de tempo entre os mesmos em que a carga não se encontra em operação. Por outro lado, a discretização temporal do exemplo em causa é, também, de 15 minutos., logo, um ciclo de 15 minutos não pode ser dividido.

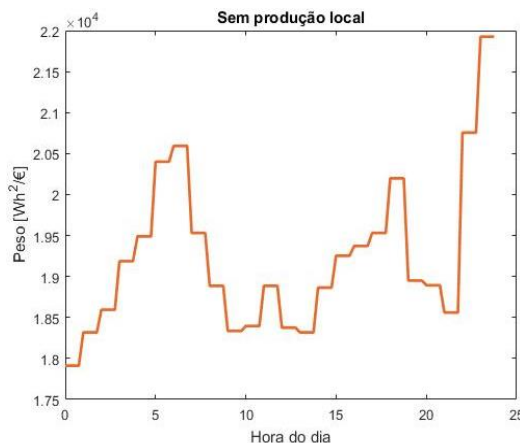
O consumidor fornece o conjunto de horários preferenciais 1 e 2 onde será possível realizar a colocação de cargas. O horário preferencial 1 é o horário inicialmente requisitado pelo consumidor (não dispõe de ganhos diferenciais exigidos) e compreende-se entre as 4h e as 5h. O horário preferencial 2 ocorre na hora imediatamente seguinte.



**Figura 4.1-** Produção renovável local (azul) e preços de importação de eletricidade(laranja) para o dia seguinte

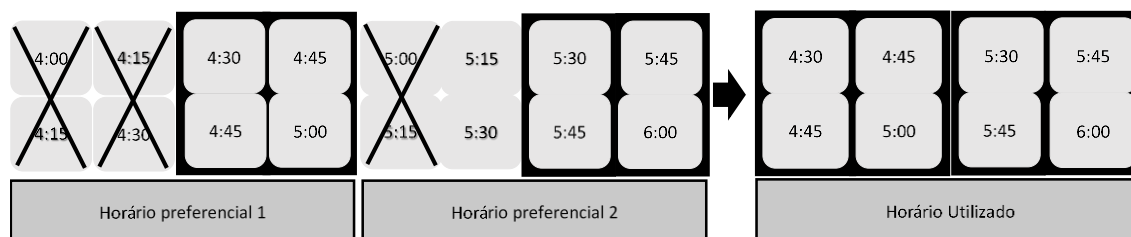


**Figura 4.2-** Peso correspondente a cada intervalo de tempo face à produção renovável local existente



**Figura 4.3-** Peso correspondente a cada intervalo de tempo face à inexistência de produção renovável local

De modo a selecionar as melhores combinações de intervalos de tempo, são eliminados os intervalos de tempo com pesos mais reduzidos. O limiar que determina a eliminação é adaptável, no entanto, optou-se por eliminar os intervalos de tempo com pesos inferiores à média total dos pesos calculados. É essencial ter em consideração que a redução de intervalos de tempo disponíveis para a colocação de carga (a eliminação de diferentes intervalos de tempo) influencia diretamente as combinações temporais possíveis para a colocação da mesma carga, o que se torna relevante no caso em que existem ciclos consecutivos. Por um outro lado, o peso de cada intervalo de tempo muda com a colocação das diversas cargas, logo não é imperativo que a colocação seja realizada no intervalo de tempo com valor máximo absoluto de peso. Ou seja, o intervalo de tempo com valor máximo de peso pode variar visto que está dependente da colocação de cargas (que poder ser modificada constantemente de modo a otimizar os objetivos do consumidor). No entanto, o agregador poderá optar por colocar um parâmetro probabilístico que poderá escolher os conjuntos com melhores pesos (probabilidade de escolher os melhores conjuntos). Apesar deste parâmetro encontrar-se entre os limites 0 e 100% aconselha-se que seja relativamente pequeno (neste trabalho utiliza-se 15%) de modo a garantir uma grande multiplicidade de agendas. A Figura 4.4 ilustra a eliminação dos conjuntos de horários assim como a seleção dos intervalos de tempo com maior interesse.



**Figura 4.4-** Eliminação dos conjuntos de horários com valores de peso inferiores ao limiar e seleção dos horários para se colocar a carga

A eliminação e seleção são realizadas através de operações binárias capazes de atribuir a designação de verdadeiro (utilizar) ou falso (não utilizar) aos diversos intervalos de tempo, traduzindo, assim, em tempos relativamente curtos de computação. No entanto, a criação das agendas é a parte mais dispendiosa do algoritmo pois analisa toda a janela temporal disponível para a colocação de cada carga. Por outro lado, não é possível obter a confirmação que a melhor agenda criada é a melhor que pode ser obtida, sendo, portanto, necessário recorrer a um processo de otimização.



No final da criação das agendas pré-otimizadas calcula-se a poupança bruta (equação ( 4.5)) e o custo total por intervalo de tempo obtidos (equação ( 4.7)). A poupança bruta indica a poupança em relação ao custo total do consumo diário original ( $P_{original}$ ) e o custo total do consumo diário originado pela gestão do consumo (ambas calculadas com a equação ( 4.6)). O total por unidade de tempo revela o que o consumidor pagará por energia consumida ao longo do dia. Para o cálculo desta utiliza-se a equação auxiliar ( 4.7).

**Tabela 4.4-** Descrição da notação matemática utilizada nas equações ( 4.5), ( 4.6), ( 4.7) e ( 4.8)

Símbolo	Definição	Unidades
$P_b$	Poupança bruta	%/dia
$P$	Custo total do consumo diário	€/dia
$\rho_t$	Custo total por intervalo de tempo	€/intervalo elementar
$\varphi$	Custo unitário no intervalo de tempo	€/(Wh)
$T$	Número total de intervalos de tempo no horizonte	-

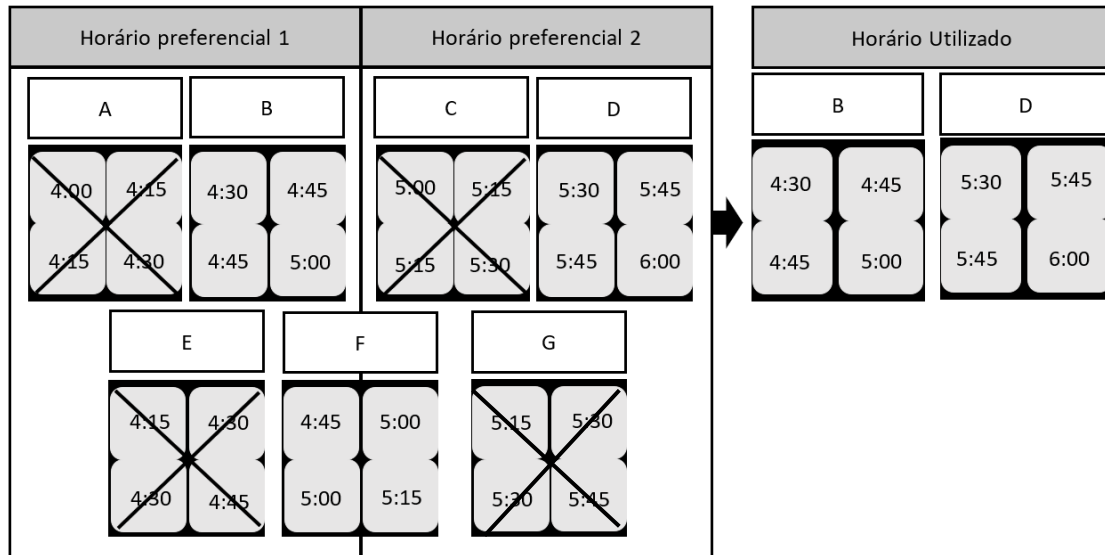
$$P_b = 100 \times \left(1 - \frac{P_{bruto}}{P_{original}}\right) \quad (4.5)$$

$$P = \sum_{t=1}^{t=T} \rho_t \quad (4.6)$$

$$\rho_t = \begin{cases} \Phi_t \times \beta_t & \Phi_t > 0 \\ 0 & \Phi_t \leq 0 \end{cases} \quad (4.7)$$

$$\varphi_t = \frac{\rho_t}{\sum_{n=1}^{n=m_t} C_n} \quad (4.8)$$

Se a carga necessitar de operar sem interrupções durante um intervalo de tempo superior ao intervalo de tempo elementar (15 minutos no caso do exemplo utilizado na Figura 4.4), o peso é calculado para cada intervalo elementar. Neste caso a carga tem de operar sem interrupções durante 30 minutos, por um total de uma hora: 2 ciclos não interrompíveis de 0.5h cada. Primeiro, determina-se o peso médio a partir do peso de todos os intervalos elementares considerados. Os intervalos que apresentarem pesos inferiores não são considerados. De seguida, determinam-se os conjuntos possíveis de intervalos de tempo não interrompíveis e calcula-se o peso médio do conjunto. No caso deste exemplo da Figura 4.5, os intervalos 4:15-4:30 e 5:15-5:30 obtiveram pesos inferiores à média e, logo, foram eliminados. Como tal, os conjuntos A, C, E e G foram descartados dos possíveis conjuntos a serem utilizados.



**Figura 4.5-** Eliminação dos conjuntos de horários com valores de peso inferiores ao limiar e seleção dos horários para se colocar uma carga com um tempo de operação não interrompível superior ao intervalo de tempo elementar

De seguida calcula-se o peso médio final das diversas combinações possíveis dos conjuntos realizados anteriormente como se observa na Figura 4.6. A combinação escolhida para colocar a carga será a que tiver maior peso médio final. No entanto é necessário verificar se as combinações possíveis são compatíveis, ou seja, não se sobrepõem. Tal acontece se o algoritmo identificar o conjunto B e F como o que possui o melhor peso médio final.

A eliminação dos conjuntos A, C e E impossibilita a utilização de certos intervalos como 4:00-4:15. Este intervalo poderia possuir um peso elevado que tornaria o conjunto A num melhor candidato que o conjunto B ou o D, por exemplo. No entanto, a criação dos diversos conjuntos possíveis pode facilmente tornar-se num processo pesado se os horários preferenciais disponibilizados pelo consumidor forem alargados. O número de conjuntos possíveis ( $k$ ) pode ser calculado pela equação (4.9) onde  $tn$  representa o total de intervalos de tempo não interrompíveis e é múltiplo do intervalo elementar. Neste caso obteve-se 7 conjuntos originando 21 possíveis combinações entre os próprios conjuntos (equação (4.10) onde  $z$  representa o número de ciclos de operação não interrompíveis, de duração  $tn$  cada, a colocar numa sequência de  $T$  intervalos elementares. Portanto, escolhe-se eliminar alguns conjuntos inicialmente para poupar tempo de cálculo.

		Peso médio Final
B	D	$\gamma_n$
B	F	$\gamma_{n+1}$
B	G	$\gamma_{n+2}$
D	F	$\gamma_{n+3}$
...		...

**Figura 4.6-** Combinações possíveis para os conjuntos possíveis e respetivos pesos médios finais

$$k = T - (tn - 1) \quad (4.9) \quad n^{\circ} \text{ de combinações} = \left( \frac{k!}{(k - tn)! \times tn!} \right) \quad (4.10)$$

## 4.2. Otimização

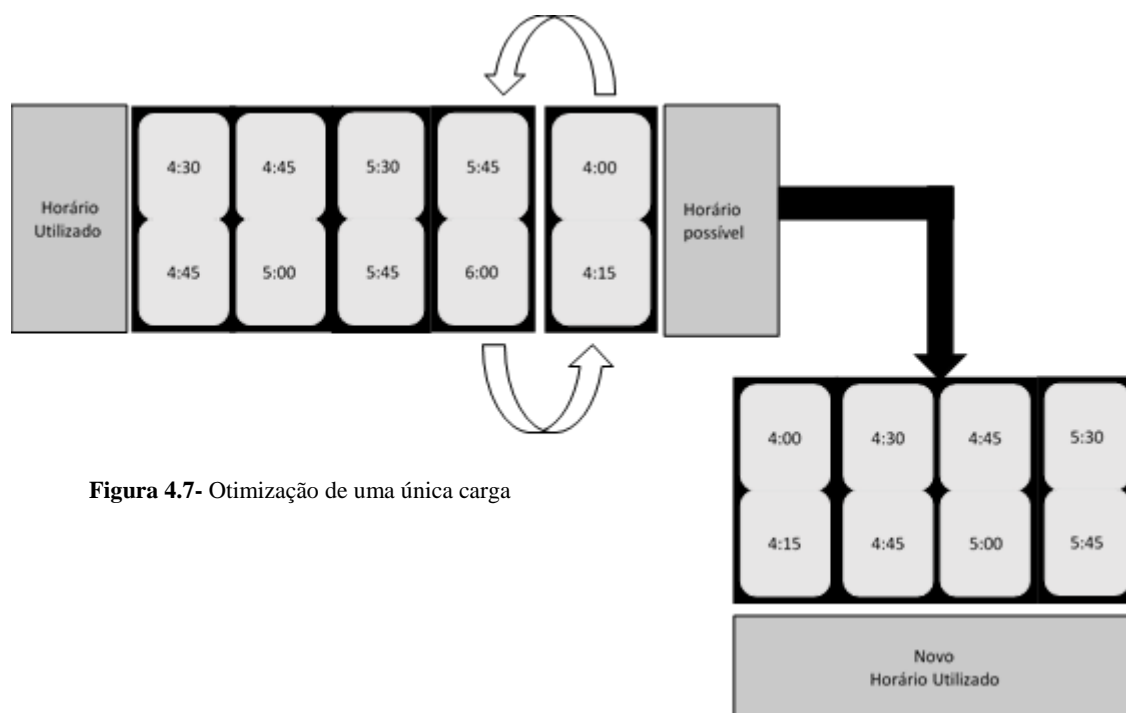
Após a criação de várias agendas pré-otimizadas são selecionadas as que mais se aproximam ao objetivo de foco do consumidor (no caso da minimização da fatura elétrica através da poupança bruta obtida). De seguida, é selecionada, de modo aleatório, uma carga manipulável a ser otimizada. A otimização é, tal como anteriormente, realizada recorrendo à atribuição de pesos a cada segmento de tempo. Deste modo o algoritmo não dá prioridade à otimização de qualquer das cargas, mas incide na

otimização do conjunto inteiro. Neste caso, a equação do peso de otimização é relativamente diferente e representa, de um modo mais refinado, a melhoria da minimização da fatura energética do consumidor. As equações ( 4.11) e ( 4.12) traduzem o cálculo do peso de otimização. A variável  $\Phi_t$  não inclui a carga em análise e representa a energia local disponível. Podemos reparar que o peso é fortemente influenciado pela energia local que ainda se encontra disponível exceto quando esta é relativamente equivalente ao consumo da carga. Ainda que a energia local seja mais que suficiente para suprir o consumo da carga, o peso do intervalo de tempo em questão terá em consideração o preço de importação. Tal deve-se à possível diminuição da gestão do consumo em tempo real devido à imprevisibilidade do perfil de consumo e da previsão de produção. Por exemplo, numa situação em que dois intervalos de tempo apresentem a mesma produção local, terá um peso superior o intervalo de tempo com menor preço de importação. A previsão do consumo pode tornar-se imprevisível, podendo causar desvios na energia local previamente disponível. Assim, ao incluir o preço de importação, minimiza-se a necessidade de alterações de agenda próximas do tempo real no caso de possíveis flutuações.

$$\gamma'_t = \frac{1}{\delta'_t \times \beta_t} \quad (4.11) \quad \delta'_t = \begin{cases} C_t + \Phi_t & \text{se } C_t + \Phi_t \geq 1 \\ 1 & \text{se } 1 > |C_t \pm \Phi_t| > 0 \\ \frac{1}{|C_t + \Phi_t|} & \text{se } C_t + \Phi_t \leq -1 \end{cases} \quad (4.12)$$

O número de vezes em que a seleção aleatória de cargas para otimização é realizada é adaptável às necessidades do agregador e deve ser escolhido considerando o número de cargas agendadas. No entanto, o número de vezes que a otimização é realizada afeta o tempo computacional.

Na otimização de cada carga aleatoriamente selecionada, é verificado se existem intervalos de tempo disponíveis para a colocação da carga com pesos superiores aos dos intervalos que estão atualmente utilizados. Se tal for o caso, realiza-se uma troca de intervalos entre o intervalo selecionado, com menor peso, e o intervalo disponível com o melhor peso, desde que seja garantido que o peso do primeiro seja inferior ao do segundo. Esta troca é apenas realizada para um único intervalo de tempo não interrompível. A Figura 4.7 demonstra a otimização realizada para o exemplo da secção anterior (exibido na Figura 4.4).



**Figura 4.7-** Otimização de uma única carga

### 4.3. Seleção da Agenda do dia seguinte

Após a obtenção de várias agendas otimizadas o agregador possui apenas a informação da poupança bruta possível. No entanto, o deslocamento e redução de potências implica a inclusão dos ganhos diferenciais exigidos pelo consumidor, sendo necessário calcular a poupança final, ou poupança líquida. A agenda a ser selecionada é, portanto, a que possui o maior valor de poupança líquida e não a que tem o valor superior de poupança bruta.

Deste modo, é preciso verificar, dentro das cargas que sofreram alterações, quantos intervalos de tempo foram modificados e incluir os ganhos diferenciais necessários. As equações ( 4.13), ( 4.14) e ( 4.15) são utilizadas para o cálculo da poupança líquida e na Tabela 4.5 é possível encontrar a descrição dos parâmetros utilizados nas mesmas. É possível verificar que é necessário adicionar o custo relacionado com os ganhos diferenciais exigidos pelo consumidor para todo o tempo em que haja alterações. É importante realçar que o tempo total de operação da carga fora do horário preferencial 1 ( $\lambda$ ) engloba o todos os outros horários preferenciais (no caso de haver mais do que dois níveis de horários preferenciais).

**Tabela 4.5-** Descrição da notação matemática utilizada nas equações ( 4.13), ( 4.14) e ( 4.15)

Símbolo	Definição	Unidades
$P_l$	Poupança líquida	%/dia
$\Lambda$	Custo total acrescido por carga	€/carga
$\lambda$	Tempo total de operação da carga fora do horário preferencial 1	h
$d$	Ganho diferencial exigido	€/(Wh)

$$P_l = 100 \times \left(1 - \frac{P_{liquido}}{P_{original}}\right) \quad ( 4.13)$$

$$\rho_{líquido} = \rho_{bruto} + \sum_{n=1}^{n=m_t} \Lambda_n \quad (4.14)$$

$$\Lambda_n = \lambda_n \times c_n \times d_n \quad (4.15)$$

Para o cálculo equação (4.13) é necessário realizar as equações (4.6) e (4.7) após a recolocação de da carga considerada (n) da agenda inicial e da agenda otimizada. A equação (4.7) calcula o custo da importação de energia de cada intervalo elementar e a (6) soma-os para o horizonte todo. Se não for possível realizar uma agenda com poupança líquida positiva é necessário verificar a carga que menos benefícios monetários oferece à nova agenda face aos seus ganhos diferenciais e impedir a sua alteração. No entanto, se a poupança bruta for relativamente insignificante, poderá não ser viável a criação de uma nova agenda. Situações em que a poupança bruta é reduzida podem ser aprendidas e reconhecidas pelo agregador, evitando a perda de tempo que não traduz ganhos nem para o consumidor nem para o agregador.

Por um outro lado, o agregador necessita verificar se o custo de operação de cada carga não ultrapassa o estipulado. Para calcular o custo de operação é necessário organizar as cargas por prioridade em cada intervalo de tempo. As cargas com prioridades superiores serão “abastecidas” pela produção local disponível.

**Tabela 4.6-** Descrição da notação matemática utilizada nas equações (4.16), (4.17), (4.18) e (4.19)

Símbolo	Definição	Unidades
$O_{c,t}$	Custo de operação de determinada carga para o intervalo de tempo considerado	€/Wh
$m_x$	Número total de cargas com prioridade superior à carga atual	-
$m_p$	Número total de cargas com prioridade igual à carga considerada	-

$$O_{c,t} = \begin{cases} 0 & \Phi_{c,t} < 0 \text{ e } C_p \leq |\Phi_{c,t}| \\ \frac{\beta_t \times (C_p + \Phi_{c,t})}{(C_p)} & \Phi_{c,t} < 0 \text{ e } C_p > |\Phi_{c,t}| \\ \beta_t & \Phi_{c,t} \geq 0 \end{cases} \quad (4.16)$$

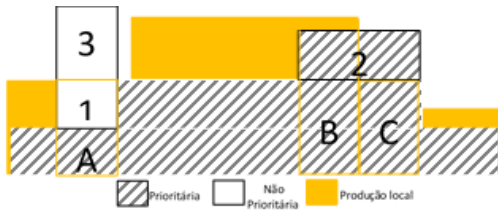
$$\Phi_{c,t} = -\zeta_t + C_x \quad (4.17)$$

$$C_x = \sum_{n=1}^{n=m_x} C_{t,n} \quad (4.18)$$

$$C_p = \sum_{n=1}^{n=m_p} C_{t,n} \quad (4.19)$$

O exemplo exposto na Figura 4.8 clarifica o cálculo do custo de operação. As cargas 1 e 3 são não-prioritárias enquanto que a carga 2 é uma carga prioritária flexível e nesta figura as cargas estão representadas pelo seu nível de prioridade. Logo, o custo de operação da carga 1 será nulo visto que a produção local supre o consumo desta carga. Já o custo de operação da carga 3 será igual ao preço de importação nesse intervalo de tempo. No caso da carga 2, 50% do seu tempo de operação terá custo nulo, enquanto que os outros 50% são representados pela equação seguinte (4.20).

$$O'_{2,t} = \frac{\beta_t \times ((C_C + C_2/2) - \zeta_t)}{(C_C + C_2/2)} \quad (4.20)$$



**Figura 4.8-** Organização das cargas da agenda do dia seguinte por prioridade. A carga 1 tem uma prioridade superior à carga 3 e a carga 2 é uma carga prioritária flexível.

#### **4.4. Agenda do próprio dia**

A atualização da agenda ocorre no próprio dia se se verificarem alterações significativas nos perfis de preço e de produção utilizados para a criação de uma agenda otimizada. Os parâmetros como tempo de utilização, horários de utilização e cargas a serem agendadas devem ser atualizados.

A atualização é feita do mesmo modo que a agenda para o dia seguinte, ou seja, utilizando pesos para a determinação da melhor alocação das cargas. Se for necessário recorrer a uma gestão de consumo devido a picos de consumo, por exemplo, esta deve ser traduzida num sinal de preço dado por agentes do mercado.

Para além disso, durante o próprio dia é possível fazer uma gestão mais refinada de certos consumos, como o de AVAC com análise instantânea do conforto. No entanto, esta análise encontra-se fora do âmbito deste trabalho.

## 5. Obtenção e análise de resultados

Os exemplos a serem examinados nas próximas secções constam apenas com cargas com grande capacidade de gestão de consumo. Deste modo, não são incluídos, consumos base e os consumos prioritários não flexíveis e não deslocáveis. O objetivo das próximas secções é de examinar o comportamento da gestão das cargas e extrair conclusões em função de vários perfis de produção, preços, da rigidez da gestão de consumo e, por fim, analisar as poupanças líquidas resultantes.

Para as várias análises de gestão de cargas, foram selecionados 5 equipamentos com elevados graus de gestão de consumo elétrico. De seguida, criou-se um perfil de consumo baseado em diversos artigos [77]-[79]. As potências e os ciclos de operação contínua usados são padrões para estes equipamentos e podem ser encontrados facilmente em fichas técnicas dos mesmos, no entanto [77]] inclui as potências e ciclos médios para alguns dos mesmos. Num caso real, a informação seria obtida pelo levantamento dos equipamentos existentes na habitação e das preferências do consumidor, um estudo sobre o seu consumo base, e, se possível e quando existente, pela informação providenciada pelo *home energy management system* (HEMS).

A seguinte tabela (Tabela 5.1) sumariza a informação crucial para a simulação da gestão de consumo a ser aplicada nas seguintes secções. O horário de preferência 1 refere-se à alocação de cargas solicitada pelo consumidor, enquanto que o horário 2 refere-se aos outros intervalos de tempo permitidos, mas com um ganho diferencial exigido associado. De modo a avaliar os vários perfis de produção e preços, não existe restrição (na generalidade) para o deslocamento dos equipamentos no horário preferencial 2. Deste modo é possível retirar conclusões pertinentes para cada perfil utilizado sem restrições temporais. No entanto, outros tipos de restrições no deslocamento de cargas serão examinados posteriormente, na secção da rigidez da gestão do consumo.

**Tabela 5.1-** Parâmetros relevantes para a simulação da gestão de consumo: potência, horários preferenciais e ciclos contínuos de 30 min cada

Equipamento		Potência (W)	Ciclo de operação contínua	Horário Preferencial	
				1	2
1	Máquina de secar roupa	2000	3	9-10h30	Resto do tempo
2	Máquina de lavar roupa	1000	2	8-9h	Resto do tempo
3	Forno elétrico	2500	-	20-21h	21-22h
4	Máquina da loiça	500	2	17h30-18h30	Resto do tempo
5	Ferro	2300	-	18-19h	Resto do tempo

O deslocamento apresentado para as cargas é bastante realístico. Ou seja, as cargas 1,2,4 e 5, com controladores com dispositivos inteligentes poderão sofrer as devidas alterações. A carga 3 é especial, pois interfere com a alimentação dos consumidores, logo, o horário preferencial 2 pretende conquistar este nível de realismo.

Nestas simulações, o intervalo de tempo entre cada iteração é de 15 minutos (intervalo elementar). Além disso, cada 15 minutos representa um ciclo de operação, sendo que 30 minutos representa dois ciclos, sucessivamente. As simulações foram realizadas através da criação de 200 agendas pré-otimizadas seguido pela escolha das três melhores entre as agendas anteriores. Para cada uma das três selecionadas anteriormente realizou-se o processo de otimização cinquenta



vezes. Verificou-se que, para o número de cargas utilizado não é necessário um número elevado de passos de otimização (utilizou-se 10 passos) pois refere-se ao refinamento das três melhores agendas pré-otimizadas criadas. Por outro lado, existe uma redução do tempo de processamento. Este tipo de simulação demora entre 10 a 20 segundos utilizando um computador pessoal com capacidade de processamento padrão.

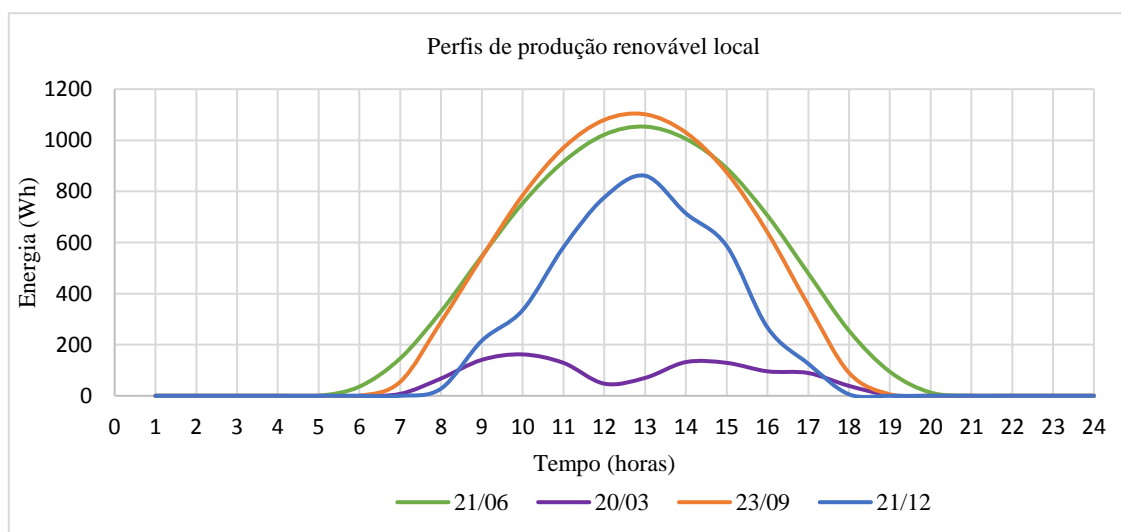
Além disso, para efeitos da simulação, assumiu-se:

- Reações instantâneas por parte dos equipamentos utilizados na gestão face ao pedido de gestão de consumo;
- Potências totalmente ativas;
- Potência constante ao longo de um ciclo de operação contínua;
- Permissão e conforto garantido com as diversas deslocções de equipamentos e reduções de potência;
- Equipamentos que possuem ciclos de operação contínua são de impossível interrupção, seja por falta de permissão por parte do consumidor, seja pelas características dos próprios equipamentos;

Os perfis de produção foram obtidos pelo *software* EnergyPlus e calculados em base nos dados de radiação direta fornecidos pelo INETI [80] para a cidade de Lisboa. Utilizou-se um sistema fotovoltaico de 1200W potência pico com um ângulo de inclinação de 40. Deste modo seria possível utilizar dados aproximadamente reais e comuns em simulações de sistemas energéticos de edifícios. Os perfis de preço foram fornecidos pelo Operador do Mercado Ibérico de Energia, OMIE [81], e representam valores aplicados no mercado de eletricidade grossista português em determinados dias de 2017. No entanto, estes perfis não incluem o preço acrescido resultante dos serviços de transporte, distribuição e operação impostos pelos vários agentes que participam no mercado energético.

### 5.1. Impacto da produção local renovável fotovoltaica

Para a análise do impacto com diversos perfis de produção renovável fotovoltaica retirou-se dados referentes aos dias 20 de março, 21 de junho, 23 de setembro e 21 de dezembro de 2017. Na escolha destes dias foi considerado a sazonalidade dos dados assim como diferenças relevantes entre os diversos perfis. A figura seguinte (Figura 5.1) expõe os perfis analisados.

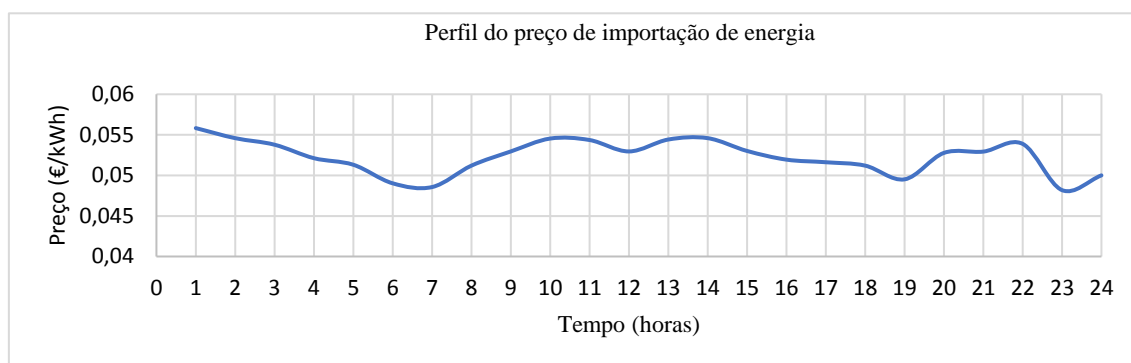


**Figura 5.1-** Perfis de produção aplicados nas simulações de gestão de consumo

É possível ver que os dias 21 de junho, 23 de setembro e 21 de dezembro exibem perfis com formas relativamente semelhantes, sendo que a produção de dezembro apresenta menos horas de produção disponível e um máximo de produção mais reduzido. No entanto, numa escala temporal, os máximos destes perfis encontram-se relativamente próximos, sendo, portanto, possível especular que o deslocamento das cargas será realizado para este horário. Por outro lado, o perfil de produção do dia 23 de setembro apresenta o maior máximo de produção dos três perfis em questão, mas apresenta uma janela temporal de produção menor que do que o do dia 21 de junho. Deste modo espera-se haver diferenças na alocação das cargas.

O perfil de produção do dia 20 de março é o que apresenta maiores irregularidades e menor suavidade apesar de possuir uma janela temporal de produção relativamente similar aos outros perfis. Pretende-se, portanto, analisar o efeito de uma produção renovável relativamente baixa e irregular face aos outros perfis. Deste perfil espera-se obter uma gestão de consumo com maior ênfase no preço de importação de energia.

O perfil de preço (Figura 5.2) a ser utilizado na comparação destes perfis de produção foi selecionado de modo às diferenças entre os perfis de produção serem salientadas e de modo a não possuir um elevado grau de influência na simulação da gestão de consumo realizada. Como tal, o perfil tem uma variação máxima de 0.01 €/kWh localizado entre a 1h e as 23h15, e na maior parte do dia (mais de 18h) o preço varia dentro de um intervalo de amplitude de 0.005€/kWh.



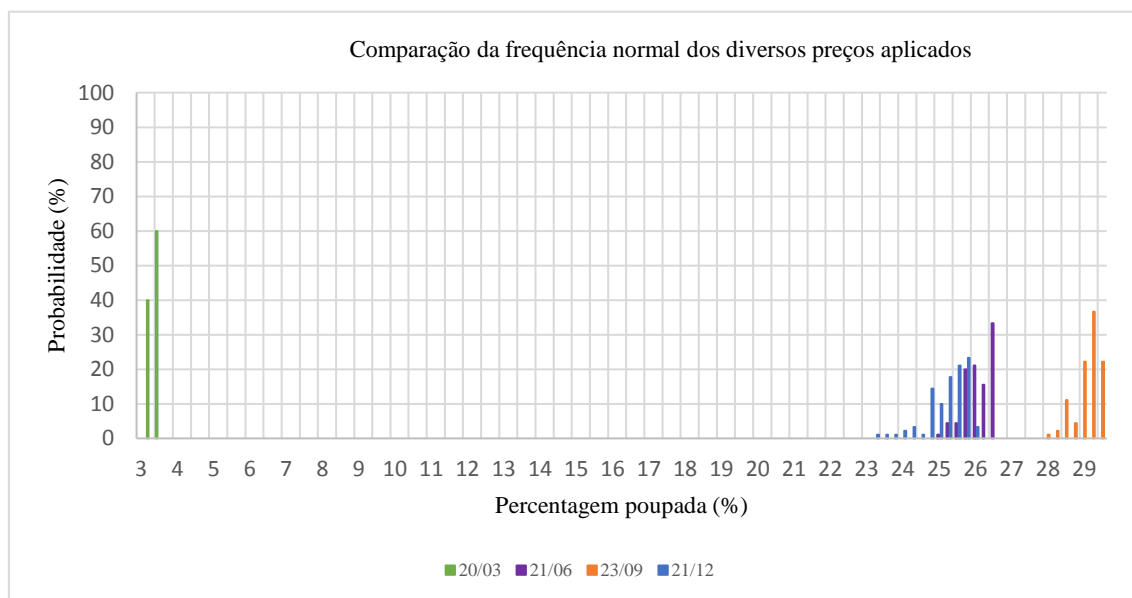
**Figura 5.2-** Perfil de preço do dia 21 de setembro aplicado nas simulações de gestão de consumo

Com os vários perfis selecionados procedeu-se à obtenção de 90 resultados de poupanças brutas para cada perfil. O número de simulações realizadas foi influenciado pelo tempo de processamento. A realização de várias simulações permite obter vários dados estatísticos e elimina graus de incerteza criados pela elevada aleatoriedade inerente do algoritmo utilizado.

A tabela seguinte (Tabela 5.2) expõe os dados estatísticos referentes às poupanças brutas obtidas enquanto que na Figura 5.3 é possível ver a frequência normal obtida de poupança para cada perfil de produção analisado. Estes dados foram obtidos através dos valores no Anexo A. É possível reparar que a gestão do dia 23 de setembro obteve os valores mais elevados em todos os parâmetros analisados exceto o desvio padrão. Já as gestões dos dias 21 de junho e 21 de dezembro obtiveram valores relativamente próximos. No entanto, o dia 21 de junho exhibe valores superiores. Finalmente, a gestão do dia 20 de março obteve os valores mais reduzidos para todos os parâmetros em questão. Estes valores de desvio padrão mais reduzidos correspondem a um menor leque de agendas otimizadas que são possíveis de obter.

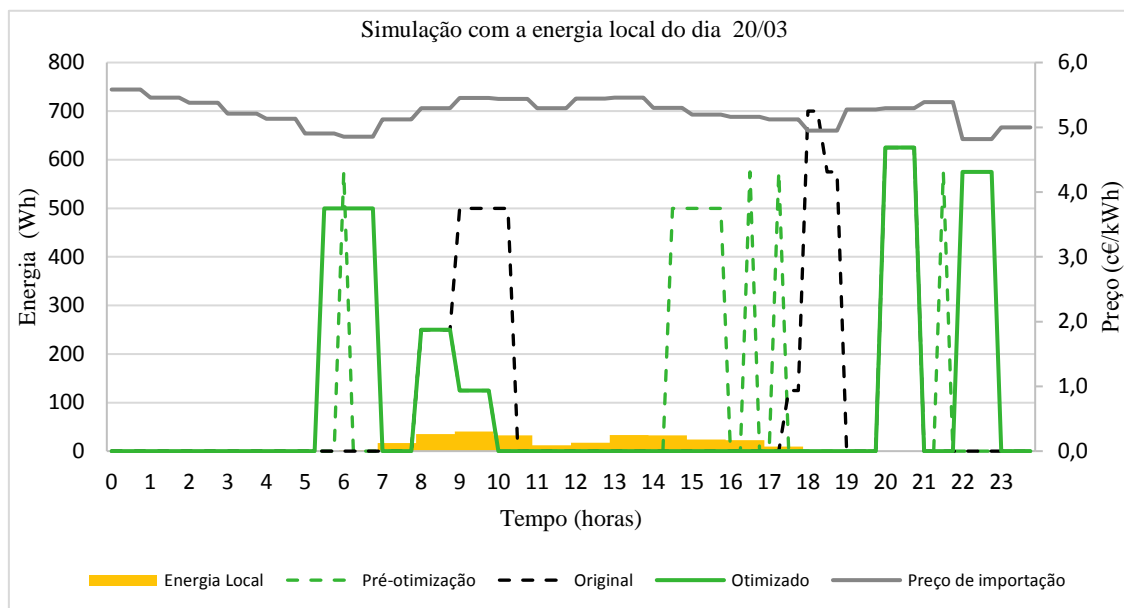
**Tabela 5.2-** Comparação entre a média, mediana, limites máximos e mínimos e desvio padrão das poupanças obtidas com os diversos perfis de produção aplicados na simulação

Poupanças (%)	Mediana	Média	Máximo	Mínimo	Desvio padrão
20/mar	3,32	3,25	3,31	3,03	0,08
21/jun	25,99	25,94	26,38	24,87	0,36
23/set	29,08	28,97	29,28	27,77	0,34
21/dez	25,19	25,10	25,76	23,05	0,55

**Figura 5.3-** Frequência normal de poupança bruta obtida aplicando os diversos perfis de produção (Anexo B)

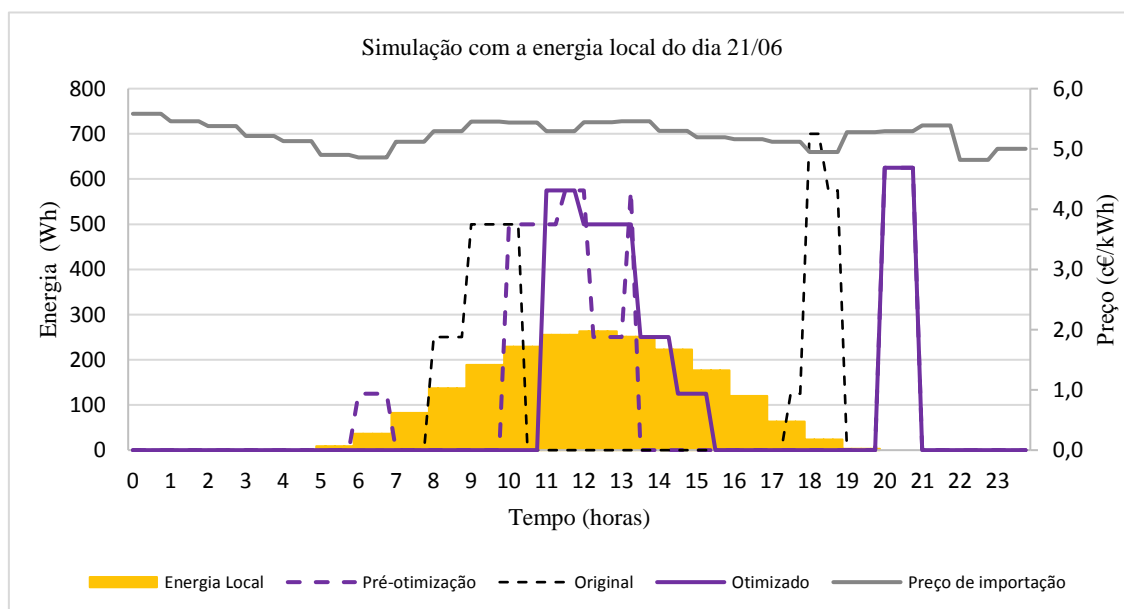
De seguida, procedeu-se à obtenção de resultados das simulações para apenas um dia. Estes referem-se a simulações relativamente próximas das médias e medianas previamente encontradas e apresentam-se nas Figura 5.4, Figura 5.5, Figura 5.6 e Figura 5.7. Nestas é possível ver a progressão da simulação, onde a preto e tracejado encontra-se o pedido de alocação original, a verde e tracejado (na Figura 5.4- outras cores nas restantes figuras) a agenda pré-otimizada, a linha da mesma cor a agenda otimizada. Nestas figuras é também possível observar os perfis de preço e produção utilizados nas simulações.

Na Figura 5.4 é possível verificar o resultado da gestão de consumo aplicada para o dia 20 de março. Observa-se que a agenda pré-otimizada prioriza a colocação de cargas em intervalos de tempo com energia local disponível. No entanto, após o processo de otimização, verifica-se que as cargas são recolocadas para períodos com menores preços de importação de energia. Isto sugere que apesar da energia local existente, devido aos preços praticados há menos ganhos para o consumidor no agendamento das cargas para esses intervalos de tempo.

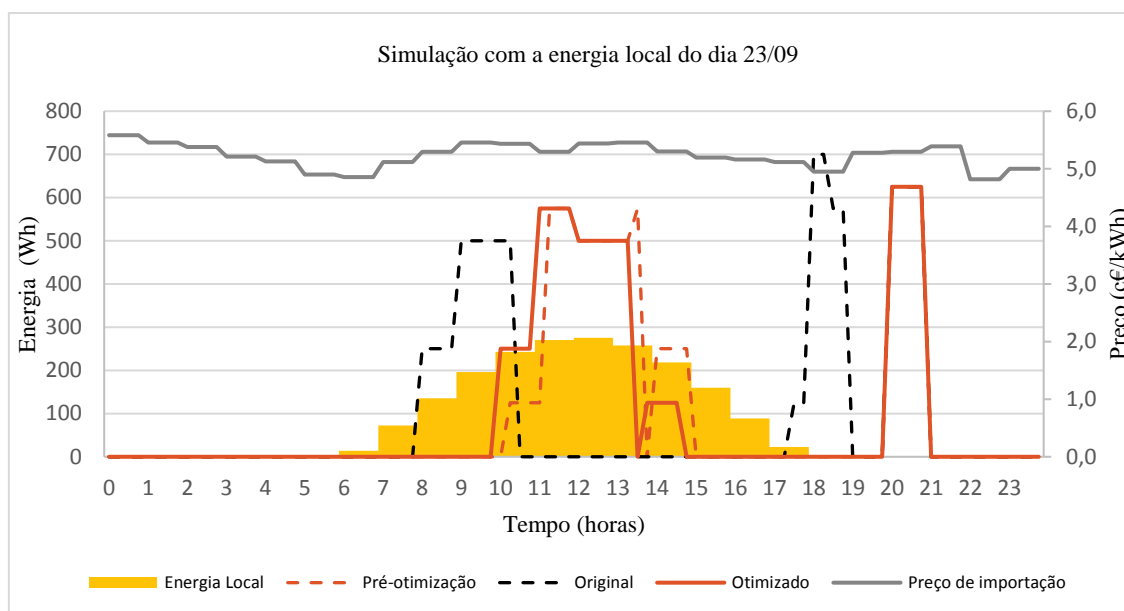


**Figura 5.4-** Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de produção do dia 20 de março

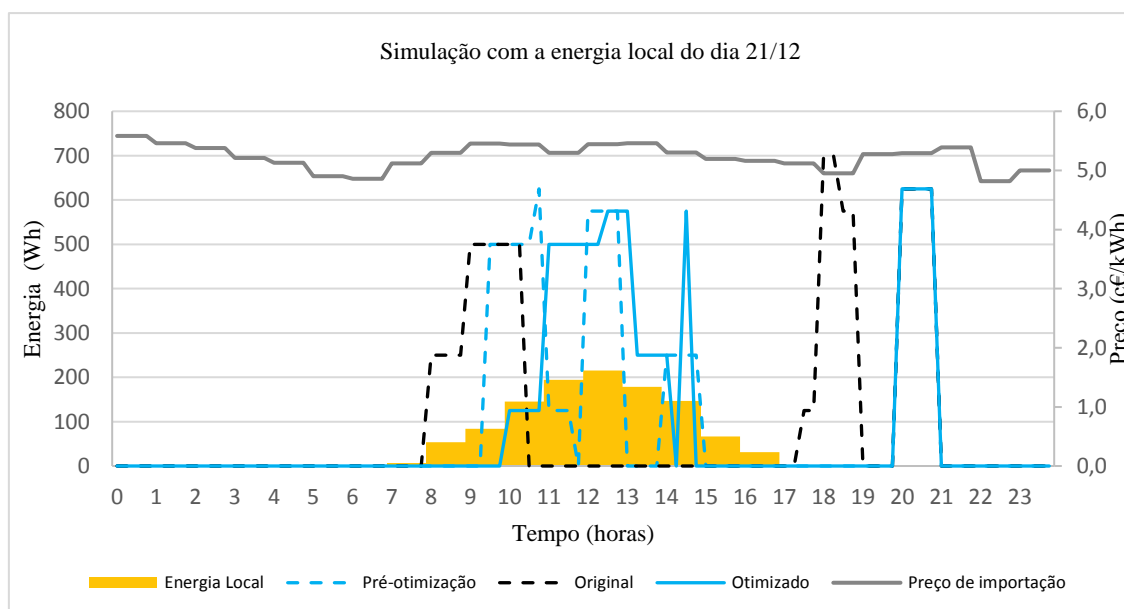
Em contraste com o dia 20/03, os restantes dias obtiveram uma concentração das colocações de cargas nos intervalos de tempo com valores de energia locais superiores. Os consumos de energia concentrados às 13h30 e 14h seriam prejudiciais para o bom funcionamento da rede elétrica. No entanto, o agregador tem como foco a colocação das cargas em intervalos de tempo que oferecem o maior benefício ao consumidor. É, portanto, da responsabilidade dos agentes intervenientes no mercado elétrico de oferecerem benefícios monetários que permitam a colocação das cargas nos intervalos de tempo que aumentem a eficiência da rede.



**Figura 5.5-** Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de produção do dia 21 de junho

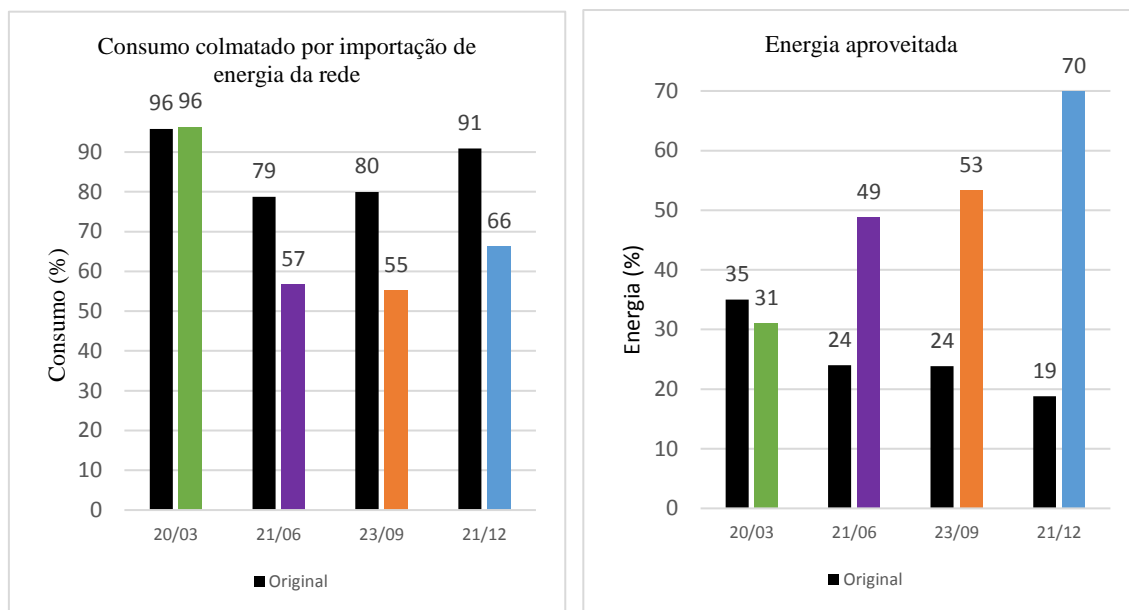


**Figura 5.6-** Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de produção do dia 23 de setembro



**Figura 5.7-** Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de produção do dia 21 de dezembro

Por fim, obtiveram-se os valores (Figura 5.8) referentes à energia necessária a ser importada da rede para colmatar o consumo para cada um dos perfis de produção aplicados assim como a produção local aproveitada em cada simulação. Estes dois parâmetros são essenciais para analisar as consequências das diferentes alocações. Por um lado, é necessário ter em atenção o impacto causado na rede de distribuição que afeta negociações com os agentes do mercado. Por um outro lado, o consumidor deverá ser sempre informado de como é realizado o aproveitamento dos seus recursos (produção local).



**Figura 5.8-** A) esquerda- Consumo colmatado pela importação de energia da rede B) direita-Aproveitamento da Produção local renovável para os diferentes perfis de produção

Como seria de esperar, o perfil de produção do dia 20 de março obteve valores de importação de energia relativamente iguais aos da agenda original. Enquanto que os dias restantes sofreram uma redução entre 30 a 20% de importação da energia para colmatar o consumo. Em relação à energia local aproveitada é possível reparar que no dia 21 de dezembro foi possível aproveitar 70% da energia produzida, constituindo, assim, o cenário com maior aproveitamento da energia local existente. Este resultado está associado ao facto de haver menos energia desperdiçada do que nos dias 21 de junho e 23 de setembro. Isto indica que não é necessário valores elevados de energia local para obter bons resultados de gestão de consumo, podendo até gerar desperdícios. Já o dia 20 de março apresenta um menor aproveitamento da energia local existente e, como já foi referido anteriormente, deve-se ao facto de os preços de importação nos intervalos de tempo onde existe energia local serem demasiado elevados. Assim, cargas migram para intervalos onde não existe energia local mas os preços contribuem para uma maior diminuição da fatura elétrica do consumidor.

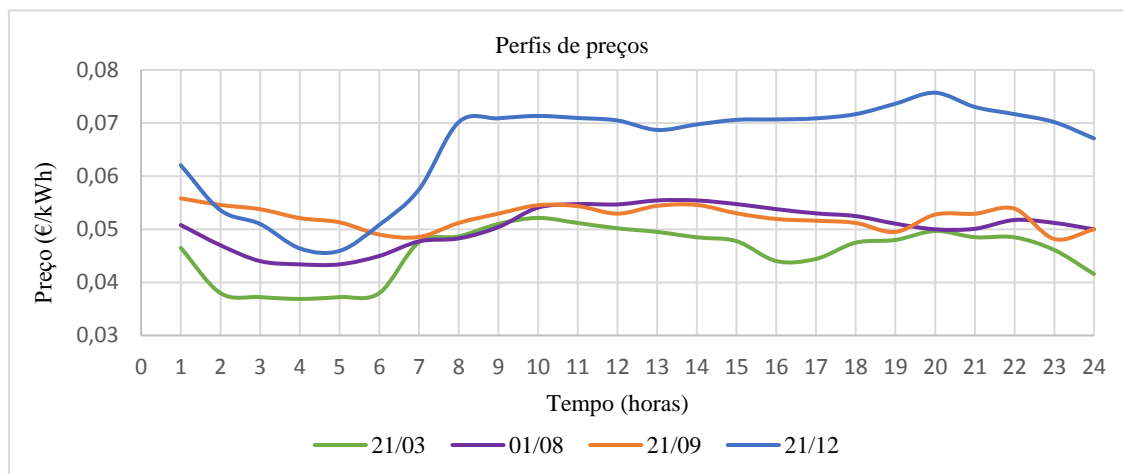
## 5.2. Impacto do Preço

Nesta secção examina-se o efeito de diversos perfis de preço numa gestão similar ao da produção na secção anterior. O perfil de produção foi selecionado de modo a ter um impacto relativamente insignificativo nos resultados, para que seja possível investigar de forma mais clara a influência do preço ao longo do dia. Como tal, foi utilizado o perfil de produção do dia 20 março da secção anterior.

Os perfis escolhidos para a análise do comportamento da gestão de consumo são referentes aos dias 21 de março, 1 de agosto, 21 de setembro e 21 de dezembro do ano 2017. Como os dados são de natureza horária assumiu-se o mesmo preço para cada intervalo de 15 minutos durante uma hora.

Assim como na secção anterior, a escolha dos preços foi realizada de modo a incluir diferenças sazonais. Além disso, selecionou-se perfis que se apresentam diferenças relevantes entre si. Já, o perfil do dia 1 de agosto foi incluído por representar um mês com alterações comportamentais

dos consumidores pois é uma época onde existe uma quantidade significativa de portugueses em férias.



**Figura 5.9-** Perfis de preço aplicados nas simulações de gestão de consumo

Pela Figura 5.9 é possível observar o comportamento de cada perfil ao longo do tempo. Primeiramente confirma-se a variabilidade reduzida do perfil de 21 de setembro em relação aos outros perfis. Por outro lado, é o que apresenta os preços mais elevados no período de vazio (1h-6h). Os dias 21 de março e 21 de dezembro apresentam as maiores variações de preço intradiárias e extremos de preços ao longo do dia mais baixos e altos, respetivamente. Por último, o dia 1 de agosto apresenta um perfil com variações suaves.

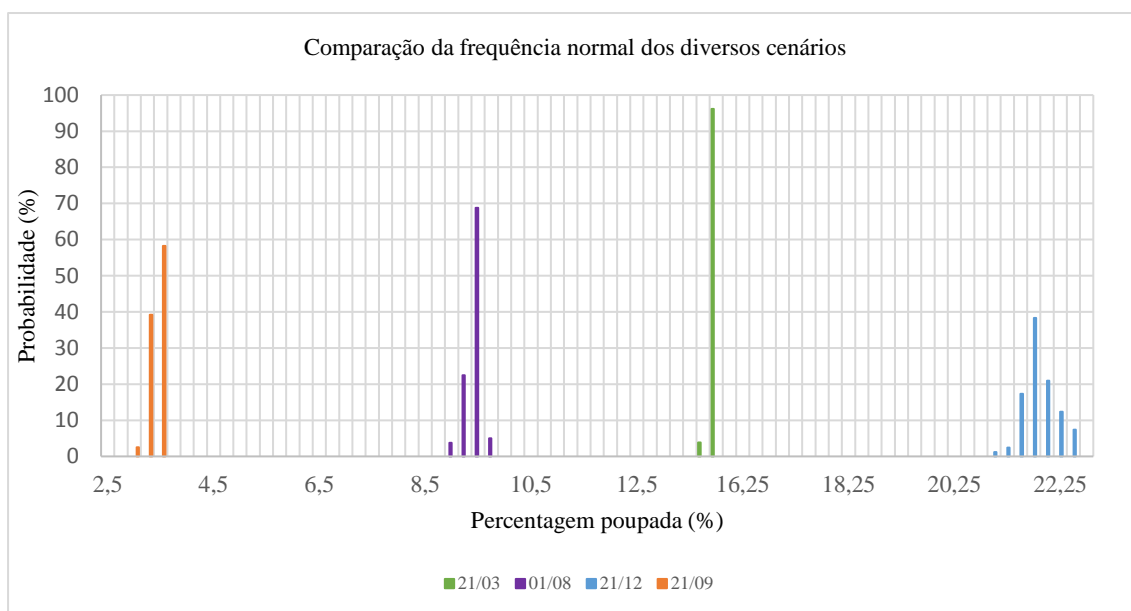
Tal como na secção anterior, primeiramente, apresentam-se os dados estatísticos referentes às 90 simulações realizadas para cada um dos perfis (Anexo C). De seguida, ilustra-se a frequência normal de poupança obtida, assim como as agendas otimizadas obtidas para cada perfil.

Obtiveram-se resultados mais elevados aplicando o perfil de preços do dia 21 de dezembro, enquanto que o dia 21 de setembro originou os resultados mais reduzidos. O desvio padrão para todos os dias estudados é bastante reduzido, o que indica, mais uma vez um leque reduzido de agendas otimizadas possíveis obtidos nestas simulações. Tal seria esperado visto que a produção é quase insignificante, levando assim à migração das cargas para os intervalos de tempo com preços de importação mais reduzidos.

**Tabela 5.3-** Comparação entre a média, mediana, limites máximo e mínimo e desvio padrão das poupanças obtidas com os diversos perfis aplicados na simulação para a preferência 2

Poupanças (%)	Mediana	Média	Máximo	Mínimo	Desvio padrão
21/mar	15,6	15,6	15,7	15,5	0,04
01/ago	9,4	9,3	9,5	8,8	0,15
21/set	3,3	3,2	3,3	3,0	0,09
21/dez	21,7	21,7	22,3	20,9	0,31

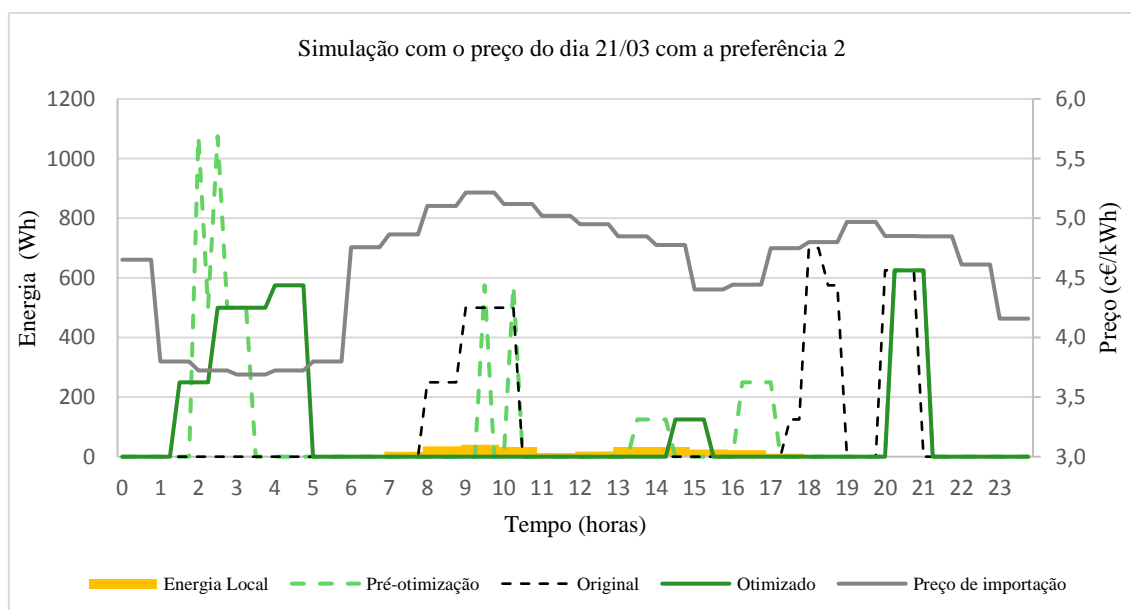
Recorrendo às médias e medianas encontradas para as diversas simulações recolheu-se os dados referentes às diversas agendas do dia seguinte, representadas nas Figura 5.11, Figura 5.12, Figura 5.13 e Figura 5.14. Nestas é possível observar a progressão da simulação, onde a preto e tracejado encontra-se o pedido de alocação original; a verde (na Figura 5.11- outras cores nas restantes figuras) e tracejado a agenda de pré-otimização; e a linha colorida preenchida corresponde à agenda otimizada em função dos respetivos perfis de preço e produção.



**Figura 5.10-** Frequência normal de poupança bruta obtida aplicando os diversos perfis de preço com a preferência 2 (Anexo D)

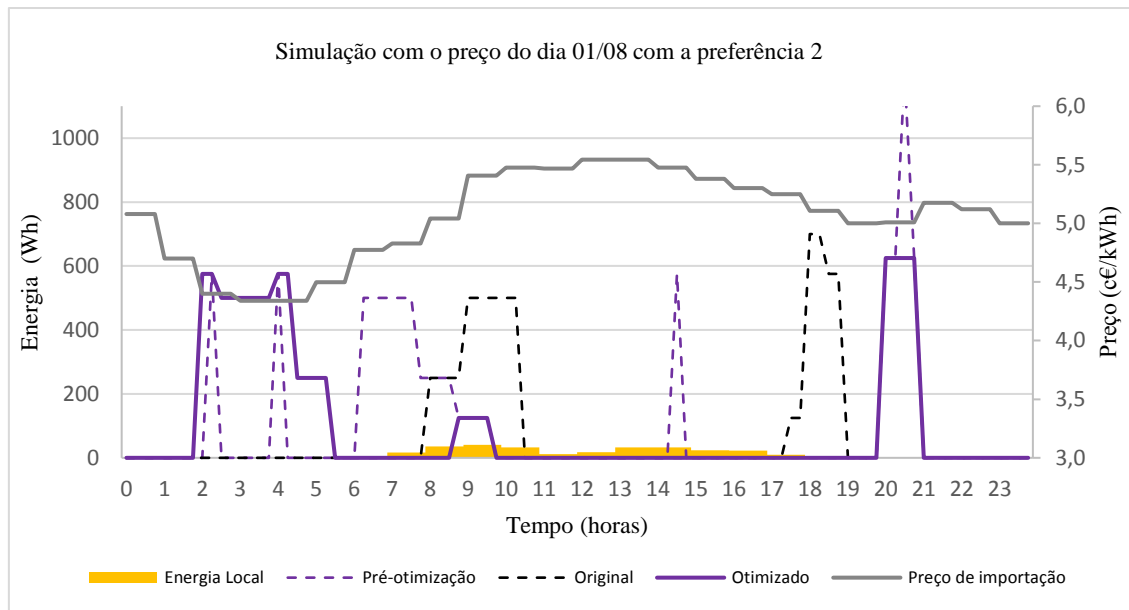
É possível observar uma maior concentração das cargas em períodos onde a energia local se encontra disponível para todos os dias analisados. Em todos os cenários, as agendas pré-otimizadas encontram-se significativamente alteradas das agendas otimizadas. Neste caso a pré-otimização não é uma boa representação da solução final. No entanto, a otimização das agendas representa um refinamento da agenda pré-otimizada, sendo, portanto, necessário sempre concluir este passo.

Além disso, no dia 21 de dezembro às 5h, observa-se uma situação que seria do interesse dos operadores da rede realizar uma alteração, mas não existe qualquer ganho monetário para o consumidor.

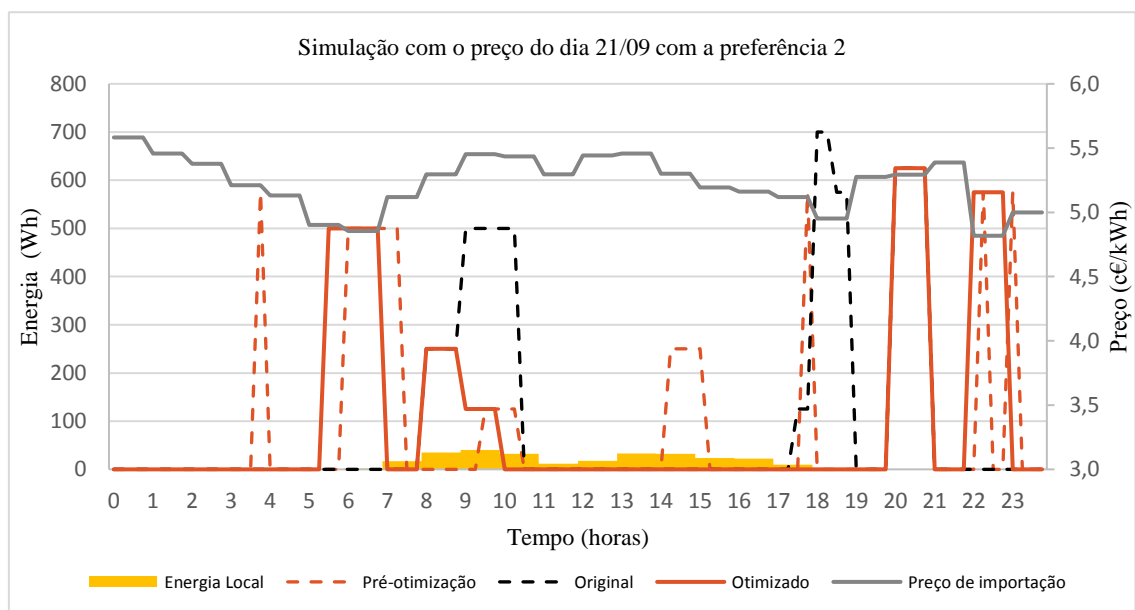


**Figura 5.11-** Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de preço do dia 21 de março

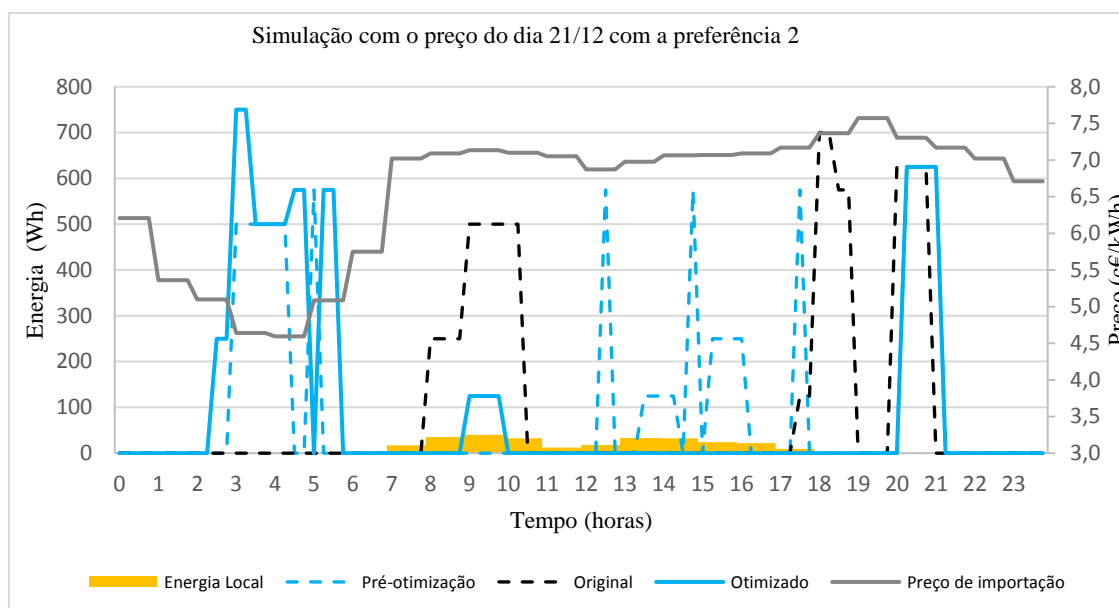




**Figura 5.12-** Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de preço do dia 1 de agosto



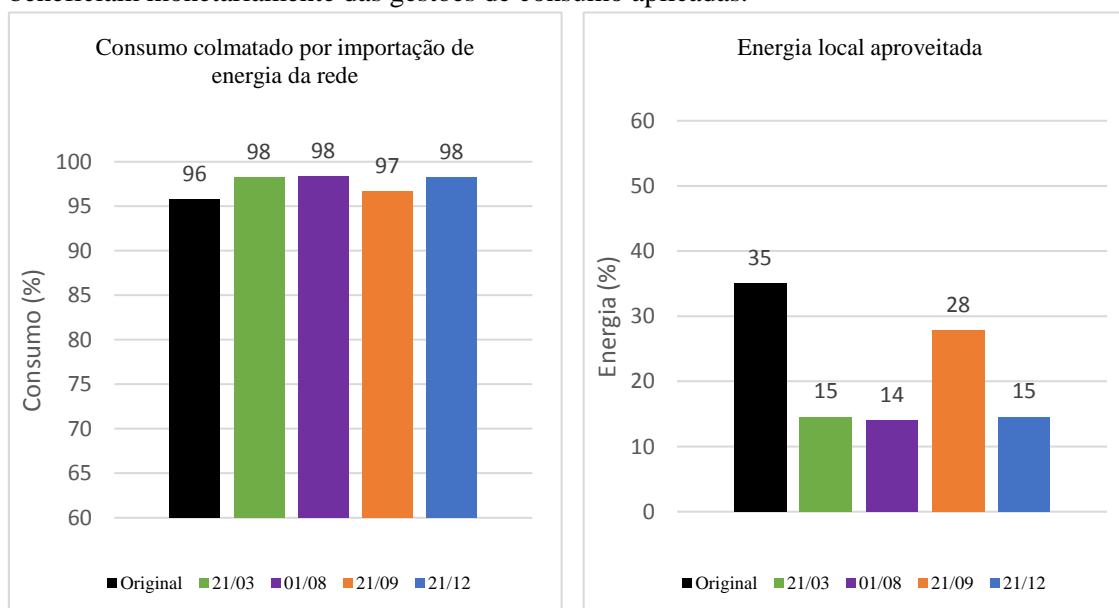
**Figura 5.13-** Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de preço do dia 21 de setembro



**Figura 5.14-** Consumo agregado original, pré-otimizado e otimizado em função do perfil de preço do dia 21 de dezembro

Com a finalidade de observar os valores referentes à energia necessária a ser importada da rede assim como a produção local aproveitada para colmatar o consumo para cada um dos perfis de produção aplicados recorre-se à Figura 5.15.

Observa-se um ligeiro aumento da energia importada da rede e uma diminuição da energia local aproveitada para todos os perfis aplicados, como seria expectável. No entanto, nota-se que no dia 21 de setembro existe, relativamente, mais energia local aproveitada do que nos restantes dias. Quando analisado este resultado com o próprio perfil de preços de importação conclui-se que como não existem extremos de preços acentuados torna-se mais vantajoso colocar as cargas em intervalos de tempo com energia local disponível do que nos outros dias. Apesar da energia local ser desperdiçada, tanto o consumidor como os agentes intervenientes no mercado elétrico beneficiam monetariamente das gestões de consumo aplicadas.



**Figura 5.15-** A) esquerda- Consumo colmatado pela importação de energia da rede B) direita-Aproveitamento da Produção local renovável

### 5.3. Rigidez da gestão de consumo

Nesta seção pretende-se fazer uma comparação da rigidez de gestão de consumo, e as suas consequências, aplicando os mesmos perfis de preço que na seção anterior. Além disso, pretende-se analisar diferentes intervalos de tempo para qual o deslocamento se torna possível. A redução de potência não é analisada pois esta implica, pela sua própria natureza, ganhos proporcionais.

Num caso real não seria possível obter uma preferência horária para o dia inteiro tal como foi analisado nas seções anteriores. Para tal, investiga-se os resultados da aplicação de diferentes horários preferenciais secundários com os mesmos perfis de preços sendo, portanto, aplicados três horários preferenciais secundários (Tabela 5.4). O horário preferencial 2 é igual ao das seções anteriores, cujos resultados já foram analisados, enquanto que o 3 e o 4 referem-se a preferências que ocorrem na primeira e segunda parte do dia, respetivamente.

**Tabela 5.4-** Horários preferenciais secundários utilizados nas simulações de gestão de consumo

Equipamento	Horário Preferencial			
	<i>1</i> (original)	2	3	4
1	9-10h30	Resto do tempo	0-12h	12-24h
2	8-9h	Resto do tempo	0-12h	12-24h
3	20-21h	21-22h	21-22h	21-22h
4	17h30-18h30	Resto do tempo	0-12h	12-24h
5	18-19h	Resto do tempo	0-12h	12-24h

#### Preferência 3 e 4

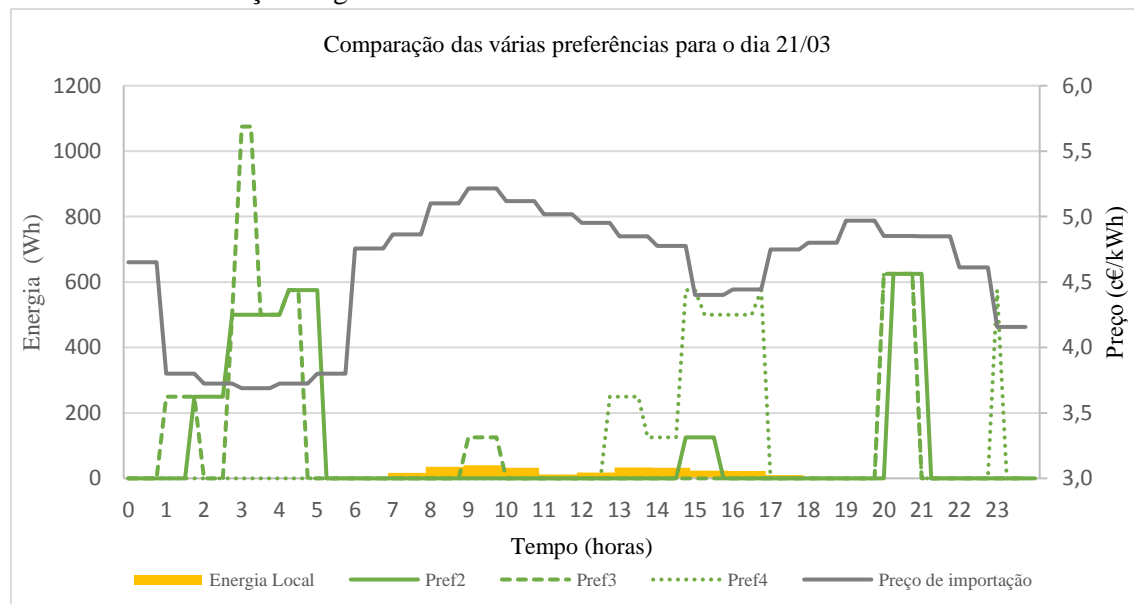
Nesta seção compara-se os resultados obtidos para todas as preferências. A sequência de apresentação de resultados segue a sequência das outras seções. Os resultados estatísticos resultantes das inúmeras simulações são apresentados (Tabela 5.5 retirados dos valores nos Anexos E e F). Após, apresenta-se o consumo agregado ótimo obtido para os diversos perfis (Figura 5.17, Figura 5.16, Figura 5.19 e Figura 5.18) e, por final, as percentagens de energia importada e energia aproveitada localmente (Figura 5.20 e Figura 5.21).

**Tabela 5.5-** Comparação entre a mediana e desvio padrão das poupanças obtidas com os diversos perfis aplicados na simulação para todas as preferências

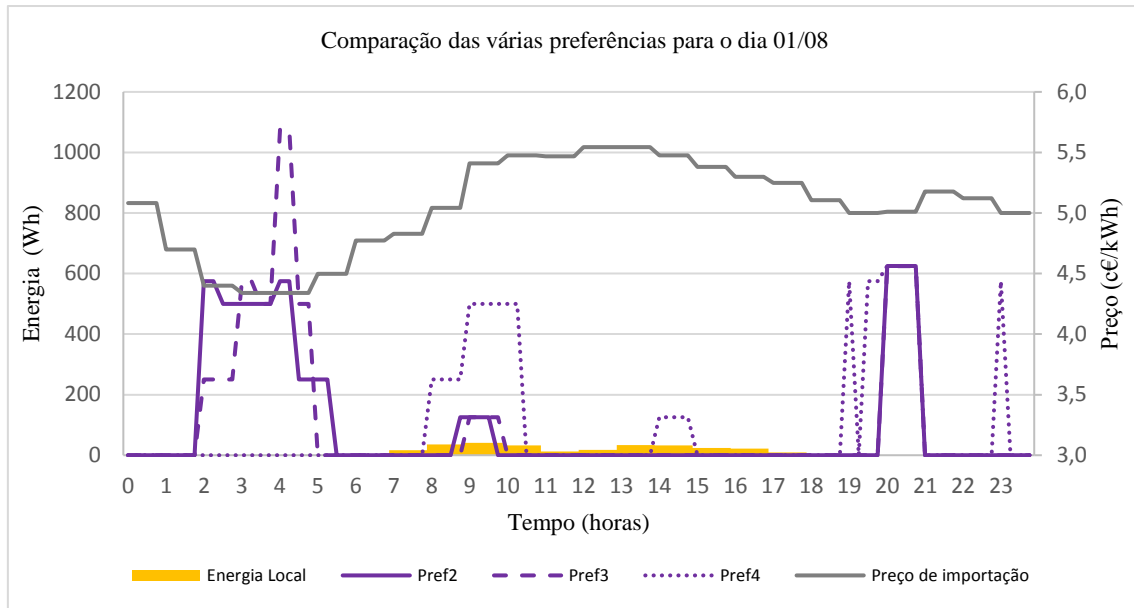
		Preferência		
		2	3	4
21-mar	Mediana	15,6	15,6	7,8
	Desvio Padrão	0,0	0,1	0,3
01-ago	Mediana	9,4	9,4	1,5
	Desvio Padrão	0,1	0,1	0,1
21-set	Mediana	3,3	2,3	2,6
	Desvio Padrão	0,1	0,1	0,2
21-dez	Mediana	21,7	21,7	4,1
	Desvio Padrão	0,3	0,4	0,2

É possível reparar que, segundo a tabela anterior, os maiores ganhos de poupança estão concentrados na preferência 2 e 3. Aplicando a gestão de consumo no dia 21 de dezembro, é possível obter poupanças de 22% na primeira metade do dia (preferência 3), enquanto que é apenas possível obter 4% na segunda metade (preferência 4). É uma diferença extremamente relevante pois demonstra que o período escolhido para o deslocamento da carga afeta de um modo bastante significativo as poupanças obtidas. Apenas o dia 21 de setembro não apresenta este padrão, devido, talvez, ao seu perfil de preço relativamente constante ao longo do dia. Finalmente, observa-se que os desvios padrões obtidos não sofrem modificações relativamente significativas entre as diferentes preferências.

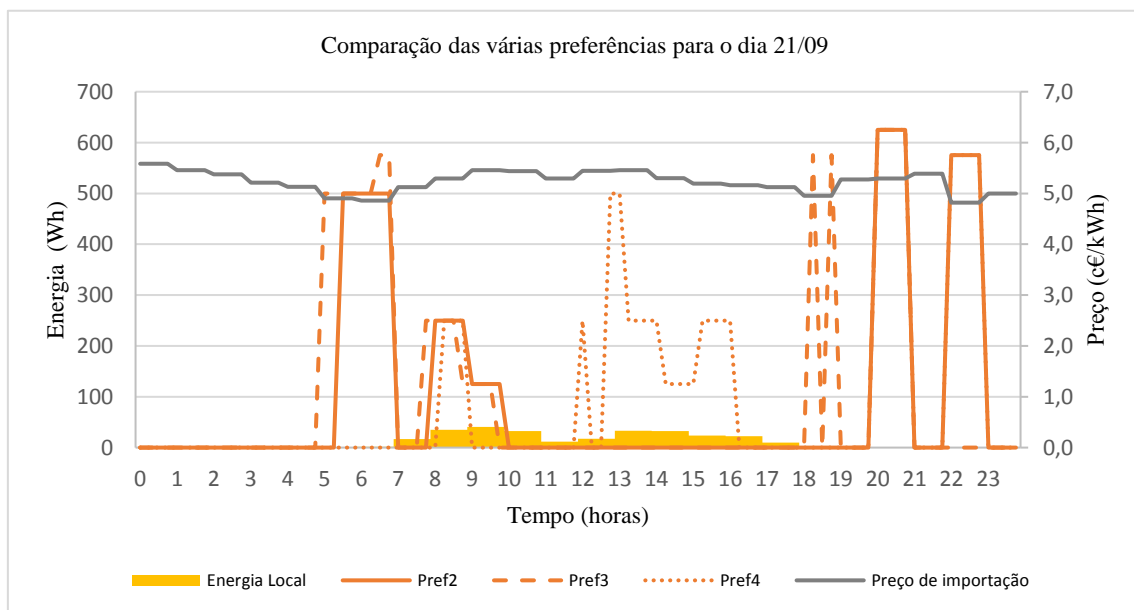
Os valores obtidos acima são expectáveis quando analisados os perfis de preço e produção em simultâneo com as diversas preferências (Figura 5.16, Figura 5.17, Figura 5.18 e Figura 5.19). Os períodos de tempo com maior produção e menores preços estão sensivelmente compreendidos nas preferências 2 e 3. Já a preferência 4 não é capaz de agregar os fatores que favorecem a otimização da gestão de consumo.



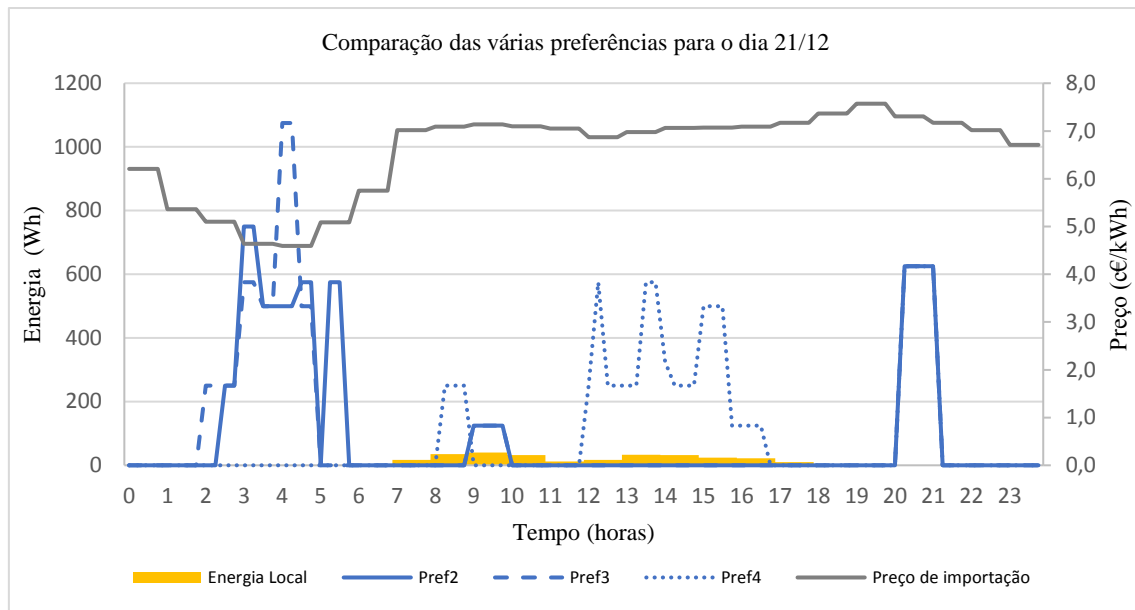
**Figura 5.16-** Consumo agregado das diferentes preferências 2, 3 e 4 em função do perfil de preço e produção do dia 21 de março



**Figura 5.17-** Consumo agregado das diferentes preferências 2, 3 e 4 em função do perfil de preço e produção do dia 1 de agosto



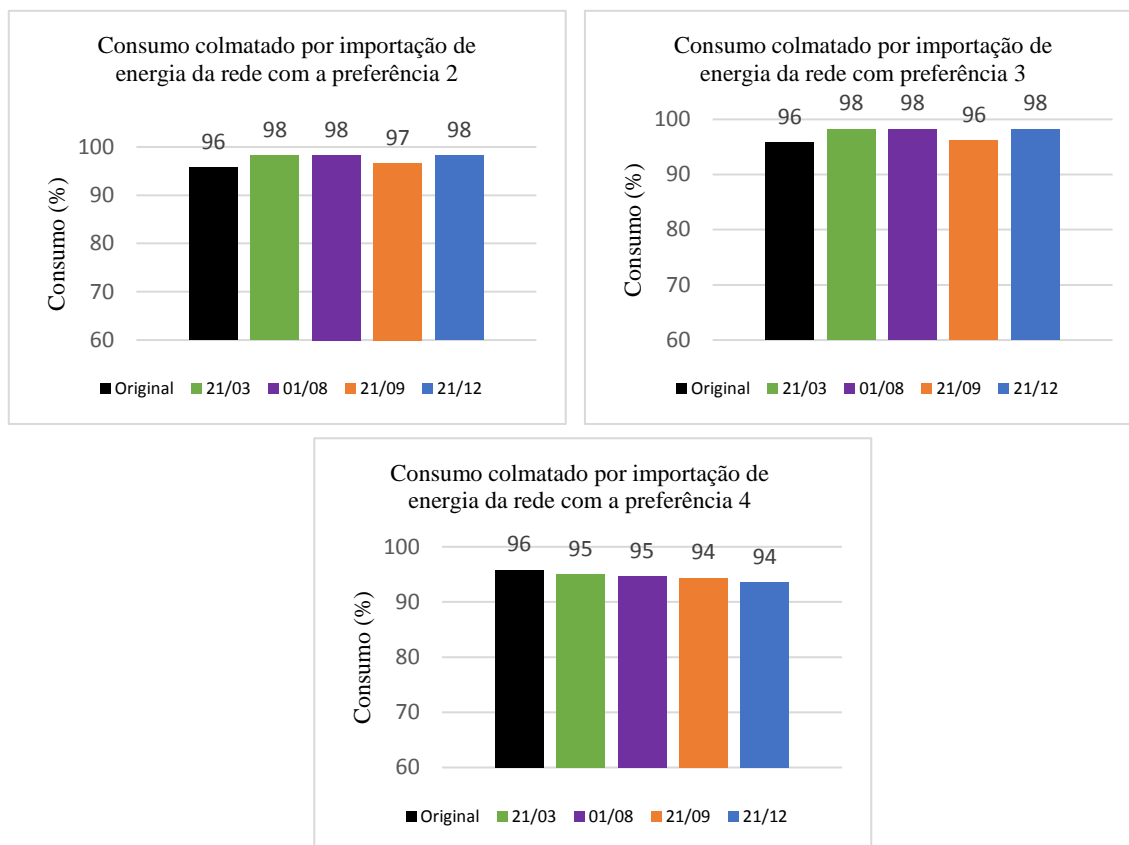
**Figura 5.18-** Consumo agregado das diferentes preferências 2, 3 e 4 em função do perfil de preço e produção do dia 21 de setembro



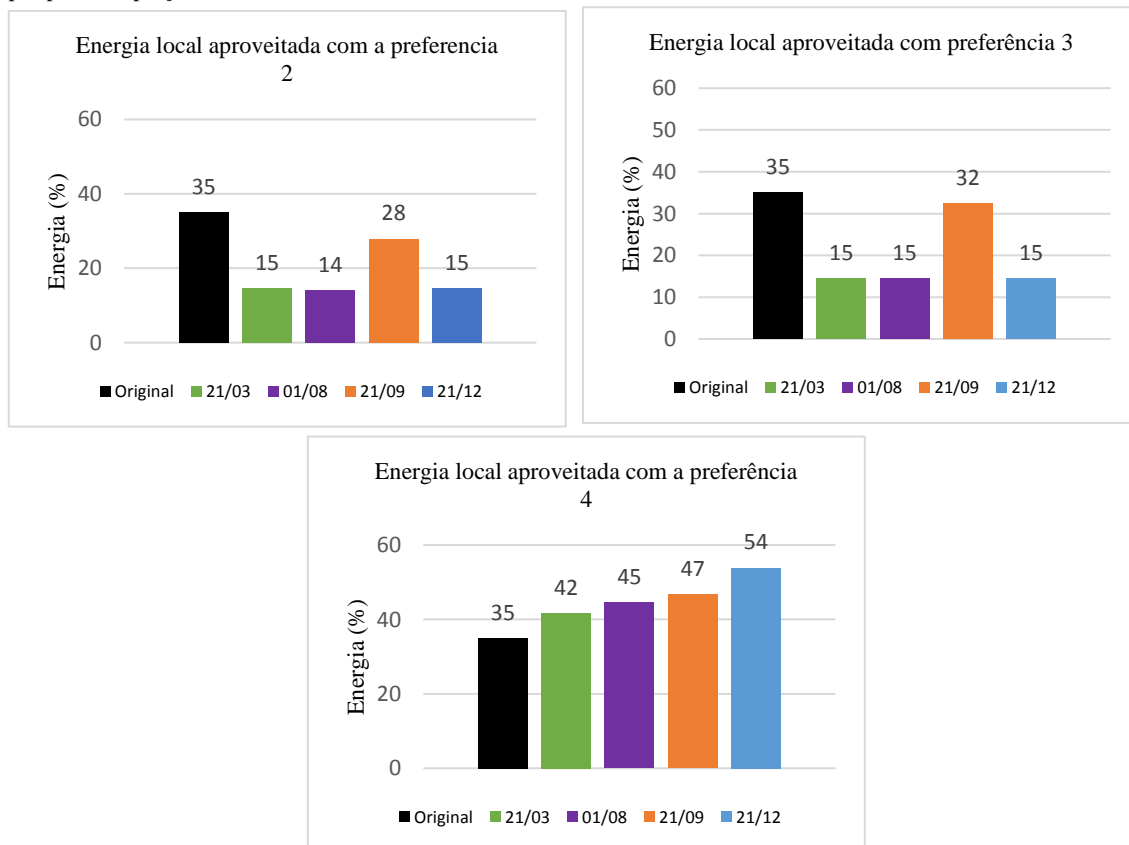
**Figura 5.19-** Consumo agregado das diferentes preferências 2, 3 e 4 em função do perfil de preço e produção do dia 21 de dezembro

Relativamente à energia colmatada com importação da rede (Figura 5.20) verificam-se poucas discrepâncias entre as diversas preferências. Como o perfil de produção é relativamente baixo, será necessário importar quase na totalidade a energia necessária para colmatar o consumo. As diferenças entre as preferências podem ser explicadas pela restrição horária da gestão do consumo.

No entanto, quando analisada a energia local aproveitada para o consumo (Figura 5.22), nota-se que a gestão da preferência 4 atinge os valores mais elevados. Estes valores realçam a priorização do uso da energia renovável local mesmo com valores reduzidos de poupança. Por outro lado, a ordem de grandeza dos valores obtidos está intrinsecamente relacionada à grandeza de produção renovável existente no dia utilizado para a gestão.



**Figura 5.20-** Consumo colmatado por importação da energia da rede para as preferências 2, 3 e 4 e discriminado por perfil de preço



**Figura 5.21-** Energia local aproveitada para as preferências 2, 3 e 4 e discriminada por perfil de preço

## 5.4. Poupança líquida

A poupança líquida refere-se à poupança obtida tendo em conta os ganhos diferenciais exigidos pelo consumidor. Se a soma dos ganhos diferenciais exigidos (quando aplicados) for superior à poupança bruta não é benéfico para o consumidor realizar as mudanças sugeridas pelo agregador.

Nesta secção iremos observar o impacto de vários ganhos diferenciais exigidos (1, 2 e 3 c€/kWh) na poupança bruta quando aplicado a três cenários. De modo a dar ênfase à simplicidade e transparência de análise aplica-se o mesmo ganho diferencial para todas as cargas que sofrem alterações. Por último, analisa-se o preço por segmento de tempo obtido para cada cenário em função do preço máximo de importação.

No primeiro cenário, cenário A, são utilizados perfis de preço e produção referentes aos dias 21 e 21 de dezembro, respetivamente. Espera-se com estes perfis analisar uma situação com elevadas poupanças brutas. No cenário B, aplicam-se os perfis de preço e produção dos dias 21 e 20 de março, respetivamente, de modo a avaliar poupanças intermédias. Por final, o cenário C utiliza os dados de preços e produção dos dias 21 de setembro e 20 de março de modo a avaliar poupanças reduzidas.

Nesta secção analisam-se, primeiramente, os dados estatísticos referentes aos diversos ganhos diferenciais para todos os cenários. De seguida, observam-se os custos de energia obtidos ao longo do dia da agenda otimizada face à agenda original para todos os cenários. Por último, identificam-se os diversos intervalos de custos de operação para cada carga (Anexos G, H e I).

É extremamente relevante interpretar o impacto de ganhos diferenciais na poupança líquida. É necessário perceber as ramificações deste tipo de imposição à flexibilidade de consumo. Para tal, simulou-se este impacto, apresentado nas Tabela 5.6 e Tabela 5.7 e Tabela 5.8.

**Tabela 5.6-** Comparação entre a média, mediana, limites máximo e mínimo das poupanças obtidas com os diversos perfis aplicados na simulação para o cenário A

Poupanças (%)	Mediana	Média	Máximo	Mínimo
Bruta	29,08	28,97	29,28	27,77
1c€/kWh	24,69	24,61	24,89	23,38
2c€/kWh	20,38	20,24	20,84	18,99
3c€/kWh	16,02	15,88	17,10	14,60

**Tabela 5.7-** Comparação entre a média, mediana, limites máximo e mínimo das poupanças obtidas com os diversos perfis aplicados na simulação para o cenário B

Poupanças (%)	Mediana	Média	Máximo	Mínimo
Bruta	15,56	15,57	15,69	15,48
1c€/kWh	11,40	11,40	11,79	9,67
2c€/kWh	7,20	7,25	7,95	3,77
3c€/kWh	3,00	3,09	4,10	-2,12



**Tabela 5.8-** Comparação entre a média, mediana, limites máximo e mínimo das poupanças obtidas com os diversos perfis aplicados na simulação para o cenário C

Poupanças (%)	Mediana	Média	Máximo	Mínimo
Bruta	3,3	3,2	3,3	3,0
1c€/kWh	0,2	0,0	0,2	-0,7
2c€/kWh	-2,9	-3,2	-2,9	-4,3
3c€/kWh	-6,0	-6,4	-6,0	-7,9

Primeiramente, é importante salientar que os exemplos utilizados são de complexidade limitada e que a sua relevância estatística deverá ser analisada dentro do seu próprio escopo. Estas variações apesar de interessantes, deverão ter em consideração sempre os perfis de preço, carga e produção utilizados.

No entanto, repara-se que para todos os cenários a variação entre a poupança bruta e os diversos ganhos diferenciais é proporcional. Ou seja, com cada incremento de ganho diferencial observa-se uma diminuição de 3-4% de poupança líquida. Enquanto que no cenário A esta variação significa uma perda significativa de poupança bruta, para os restantes cenários implica a possibilidade da não aplicação da gestão de consumo. As simulações com mínimo de poupança bruta do cenário B seriam rejeitadas. Todas as simulações do cenário C seriam inexecutáveis.

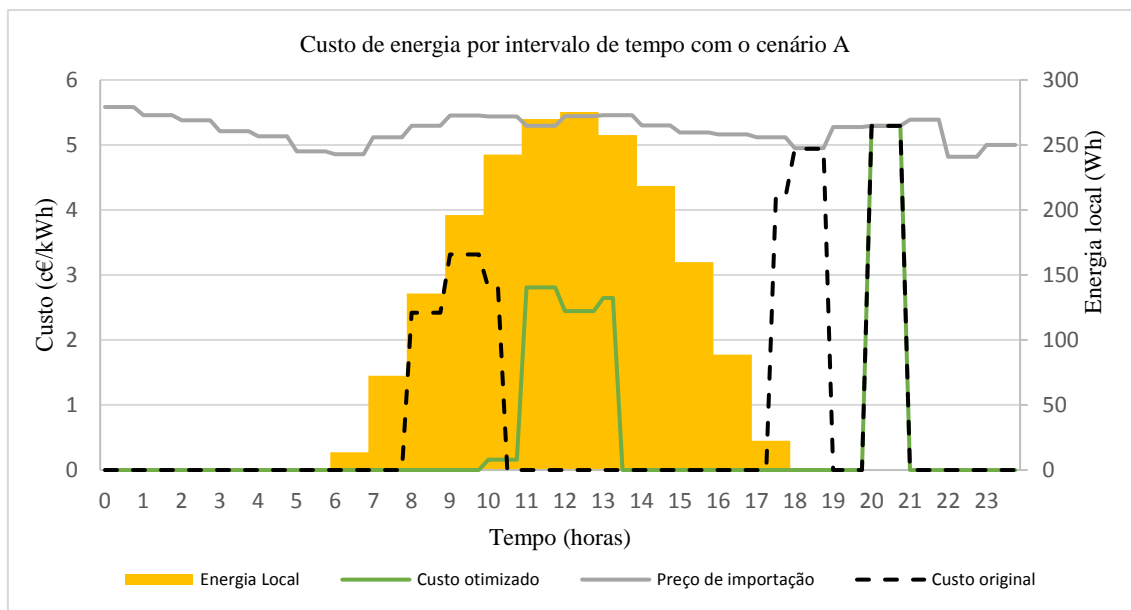
Quando isolado o cenário C da análise, o pior cenário, verifica-se que um ganho diferencial de 1c€/kWh representa poupanças líquidas insignificantes ou até negativas. Neste cenário com poupanças brutas reduzidas todos os ganhos diferenciais praticados tornam-se uma imposição à flexibilidade de consumo.

O agregador deverá refletir na relação entre a poupança bruta obtida e ganhos diferenciais exigidos pelo consumidor. O seu papel será de aconselhar e sensibilizar o consumidor neste impacto direto à flexibilidade de consumo. Para tal é necessário realizar mais simulações, com diferentes quantidades de cargas, restrições de períodos, perfis de produção e preço de importação.

Por outro lado, o agregador deve analisar o resultado do impacto da gestão de consumo aplicada no custo de energia por intervalo de tempo ao longo do dia. Deste modo o agregador é capaz de claramente sensibilizar o consumidor do custo das suas atividades ao longo do dia e informar sobre as reduções monetárias de uma forma discriminada.

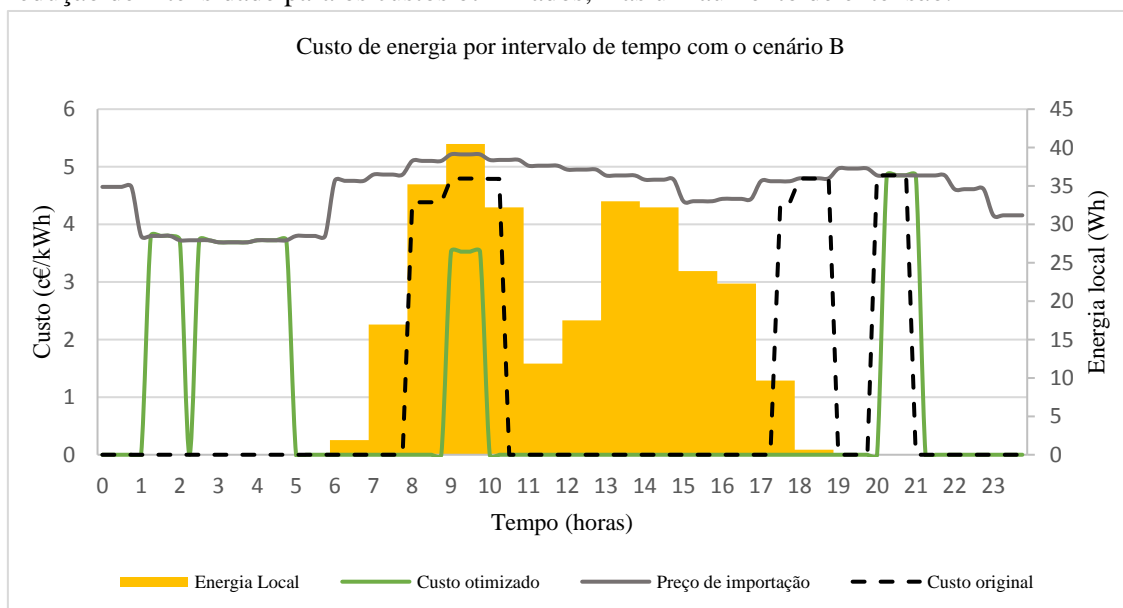
A figura seguinte (Figura 5.22) referente ao cenário A ilustra o custo de energia ao longo do dia. Primeiramente, observa-se que apenas entre as 20-21h o custo de energia equivale ao preço de importação de energia da rede. Isto deve-se ao facto de não haver energia disponível neste intervalo de tempo e devido ao facto de a carga em questão não ter um vasto leque de opções de deslocamento.

Observa-se que o custo original apresenta dois máximos entre as 8h-10h30 e 17h-19h. No entanto, o custo otimizado apresenta apenas um máximo entre as 11h-13h30. Logo, é possível concluir que o custo otimizado ao longo do dia é menor que o original. Deduz-se, portanto, que as cargas foram desviadas para um período com energia local disponível. No entanto, esta energia não foi suficiente para colmatar o consumo total do determinado intervalo de tempo. Logo, existe um máximo de custo concentrado nas horas com maior energia local disponível.



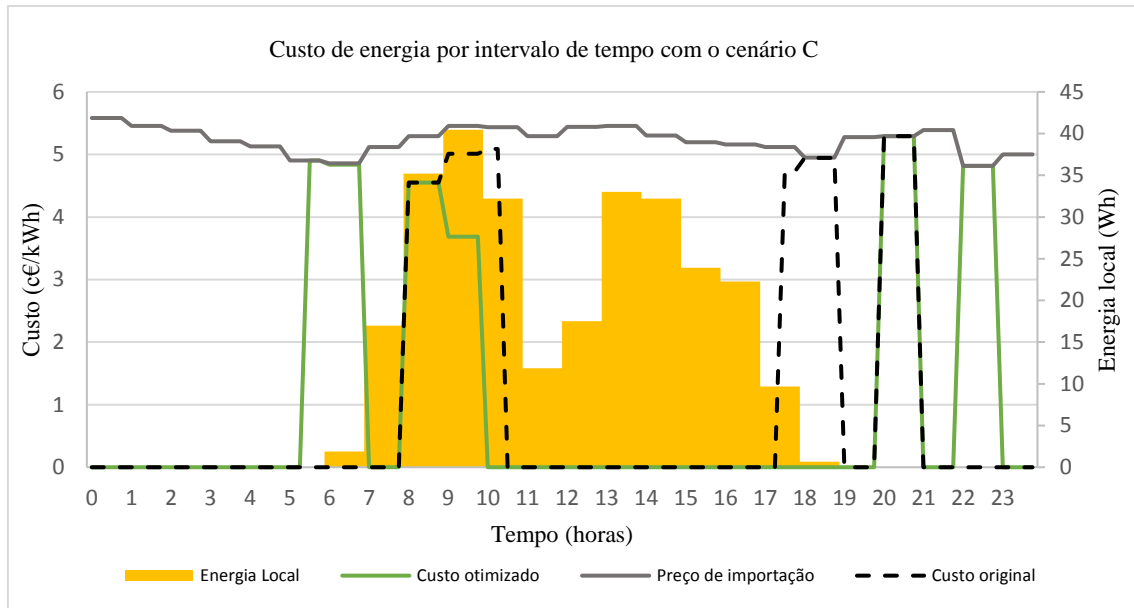
**Figura 5.22-** Custos de energia obtidos ao longo do dia para a agenda otimizada (verde) e a agenda original (preto) cenário A

O cenário B, (Figura 5.23), apresenta um pico de custo otimizado concentrado no máximo de energia local disponível e custos relevantes entre as 1h e 5h. Novamente e quando existe energia local disponível, a gestão de consumo resultou em custos de operação inferiores ao preço de importação. No entanto, quando comparados os custos originais com os otimizados, nota-se uma redução de intensidade para os custos otimizados, mas um aumento de extensão.



**Figura 5.23-** Custos de operação obtidos ao longo do dia para a agenda otimizada (verde) e a agenda original (preto) com o cenário B

O cenário C (Figura 5.24) apresenta resultados semelhantes aos cenários anteriores. Os novos máximos de custo localizam-se em mínimos de preços de importação e, novamente, ocorre uma diminuição do custo de operação otimizado em intervalos de tempo onde existe energia local disponível. Nestes intervalos, o consumo, apesar de não ser suprido totalmente pela energia renovável existente, acarreta menores custos devido a uma gestão inteligente de deslocação de cargas para outros intervalos de tempo.



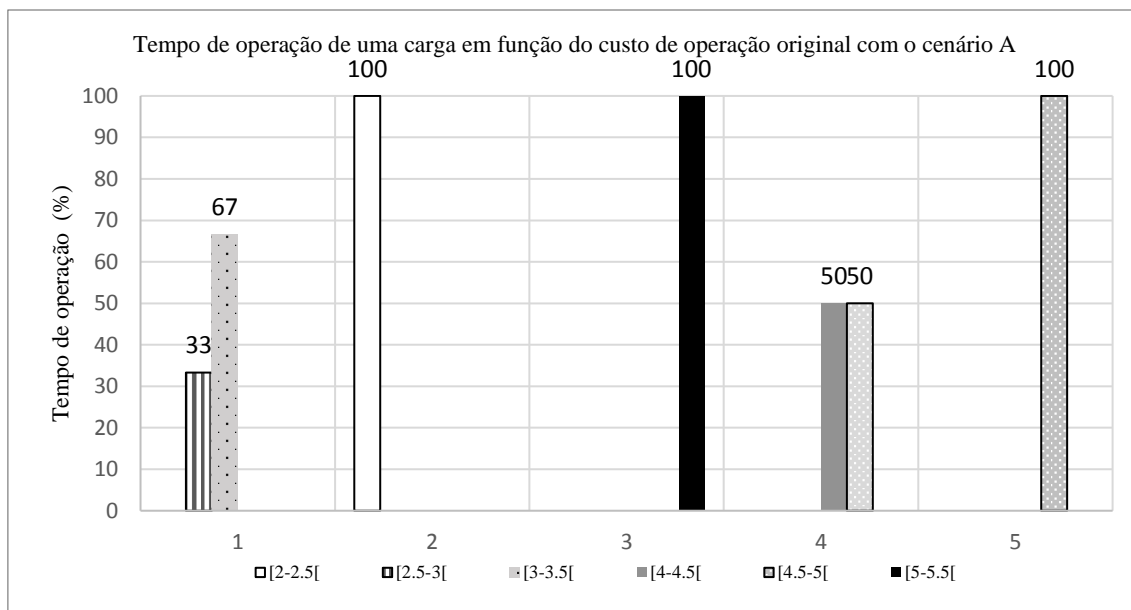
**Figura 5.24-** Custos de operação obtidos ao longo do dia para a agenda otimizada (verde) e a agenda original (preto) com o cenário C

Por fim, analisa-se o custo de operação para as diversas cargas e diversos cenários face às solicitações de agendamento originais. Deste modo é possível discriminar o efeito que a gestão de consumo possui em cada carga. De modo a simplificar e clarificar a visualização dos diversos custos, dividiu-se os mesmos por gamas. Uma gama representa um intervalo de 0.5c€/kWh de custo de operação.

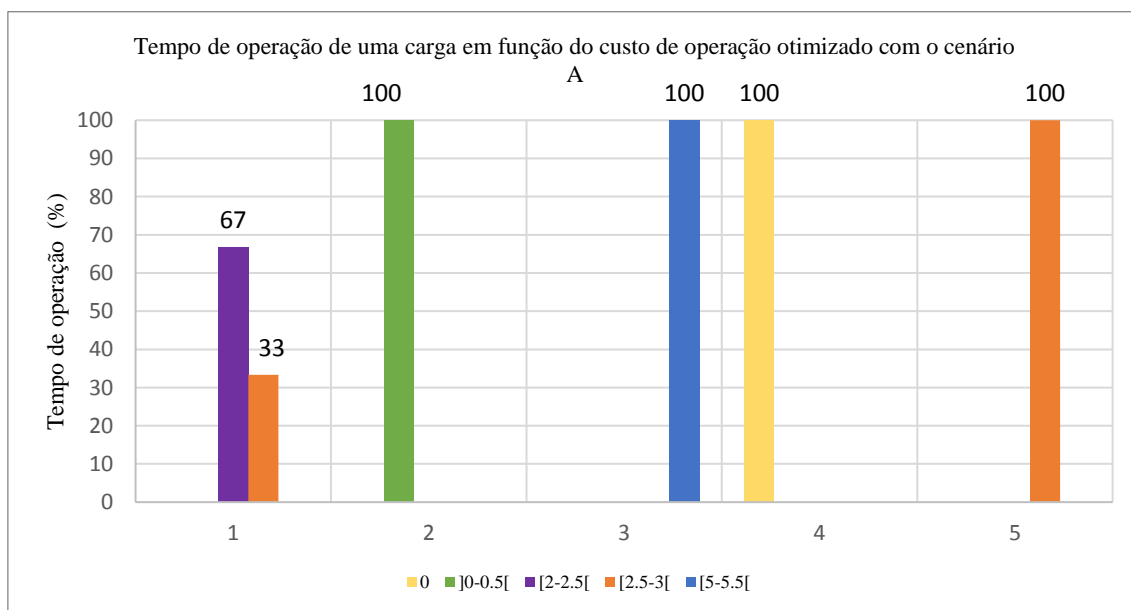
No primeiro cenário analisado - cenário A - podemos comparar a Figura 5.25 e Figura 5.26, relativas à solicitação original e o resultado da gestão de consumo, respetivamente. Primeiramente nota-se numa maior variedade de gama de custo de operação com a agenda original. A quantidade de variedade de gamas existentes deve-se às diversas flutuações existentes dos perfis de preço e de produção renovável. Com a agenda otimizada ocorre uma redução da quantidade de gamas de custo de operação existentes. Aqui nota-se que a gestão de consumo que gera uma poupança origina a convergência dos custos de operação.

Além disso, existem vários resultados importantes resultantes desta gestão de consumo. A carga 1 (máquina de secar roupa) é executada numa gama de [3-3.5]c€/kWh durante 67% do tempo com a agenda original. Após a gestão de consumo, esta mesma carga ocupa uma gama de [2-2.5]c€/kWh durante 67% do tempo executado. Este resultado representa uma redução de gama de 1c€/kWh. Em quase todos os perfis de preço, a variação máxima obtida entre o máximo e mínimo de preço é cerca de 1c€/kWh. Com esta informação, verifica-se que uma redução de gama de 1c€/kWh é bastante significativa. No entanto, é importante realçar que os custos não sofreram uma redução de 1 c€/kWh. Os novos custos obtidos pertencem a uma gama de custos inferior e sofreram uma redução em relação à agenda original.

As cargas 2 (máquina de lavar roupa), 4 (máquina da loiça) e 5 (ferro) sofreram uma redução drástica de gama de custos, representando uma redução significativa dos custos de operação para as mesmas. A carga 3 (forno elétrico) não apresenta uma alteração de gama, mas nada indica uma alteração de custo. Esta carga é a que possui menor flexibilidade de consumo (carga com 1h de consumo que tem de ser executada entre as 20h e 22h), logo, este resultado é expectável.



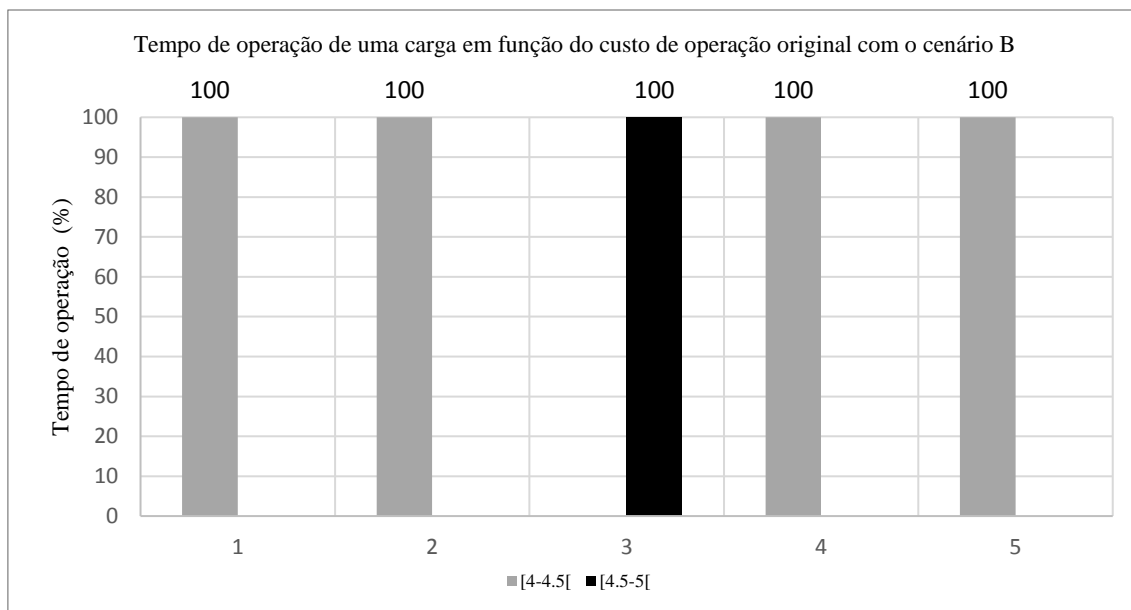
**Figura 5.25-** Custo de operação para as diversas cargas da solicitação de agendamento original do cenário A



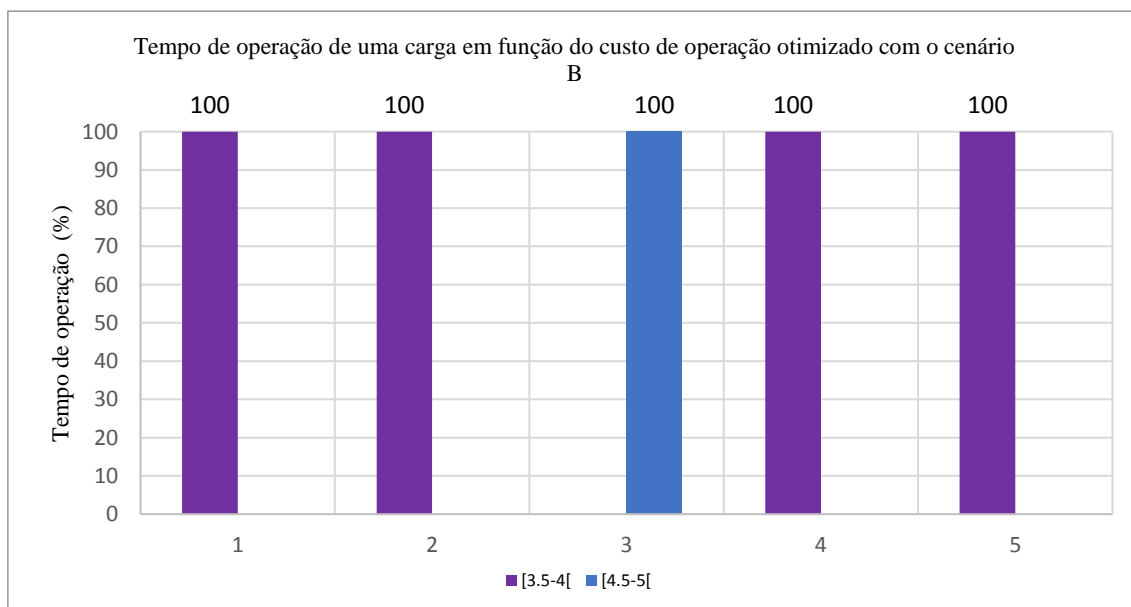
**Figura 5.26-** Custo de operação para as diversas cargas da agenda otimizada com o cenário A

O cenário B representa uma diversidade de gamas de custo menor que o cenário A. Este resultado é apresentado nas Figura 5.27 e Figura 5.28. Neste cenário, todas as cargas exceto a carga 3 (forno elétrico) sofrem uma mudança de gama de custos de cerca de 1c€/kWh. Novamente, é importante realçar que a mudança de gama não é igual a reduzir o custo por 1c€/kWh. No entanto, trata-se de uma redução significativa.

Este cenário exhibe claramente o efeito de perfis de preço e produção relativamente suaves e com menores diferenças entre os diversos extremos. Se a gama de custos fosse mais detalhada talvez fosse possível reparar maiores diferenças entre as cargas, mas tal resolução elimina uma comparação entre os diversos cenários.



**Figura 5.27-** Intervalos de custos de operação para cada carga da solicitação de agenda original com o cenário B



**Figura 5.28-** Intervalos de custos de operação para cada carga da agenda otimizada com o cenário B

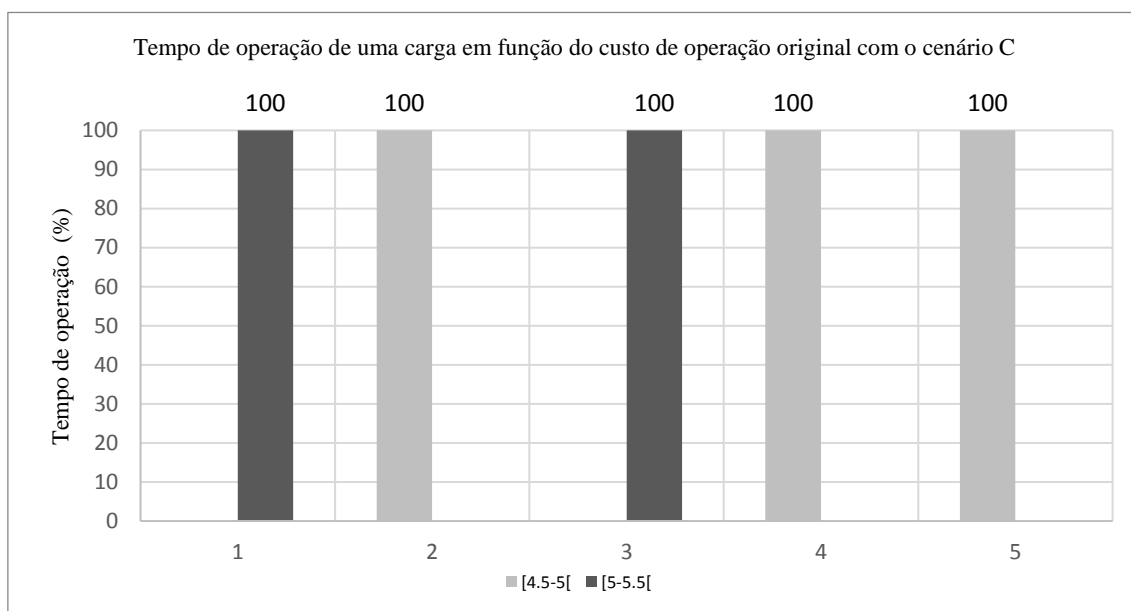
Finalmente, o cenário C pode ser analisado nas Figura 5.29 e Figura 5.30. Em relação ao agendamento solicitado originalmente é possível verificar semelhanças ao cenário B. Verifica-se uma menor diversidade de gamas de custo que no cenário A. No entanto, este cenário apresenta gamas mais elevadas de custo que no cenário B. Além disso, existe um maior número de cargas pertencentes a esta gama de custo mais elevada.

Quando analisado o impacto da gestão de consumo no custo de operação de cada carga nota-se que apenas a carga 4 (máquina da loiça) sofre uma alteração de custo. Este resultado reflete o impacto de perfis de preço com pequenas variações ao longo do dia e com um perfil de produção reduzido quando comparado ao consumo realizado pelas cargas executadas.

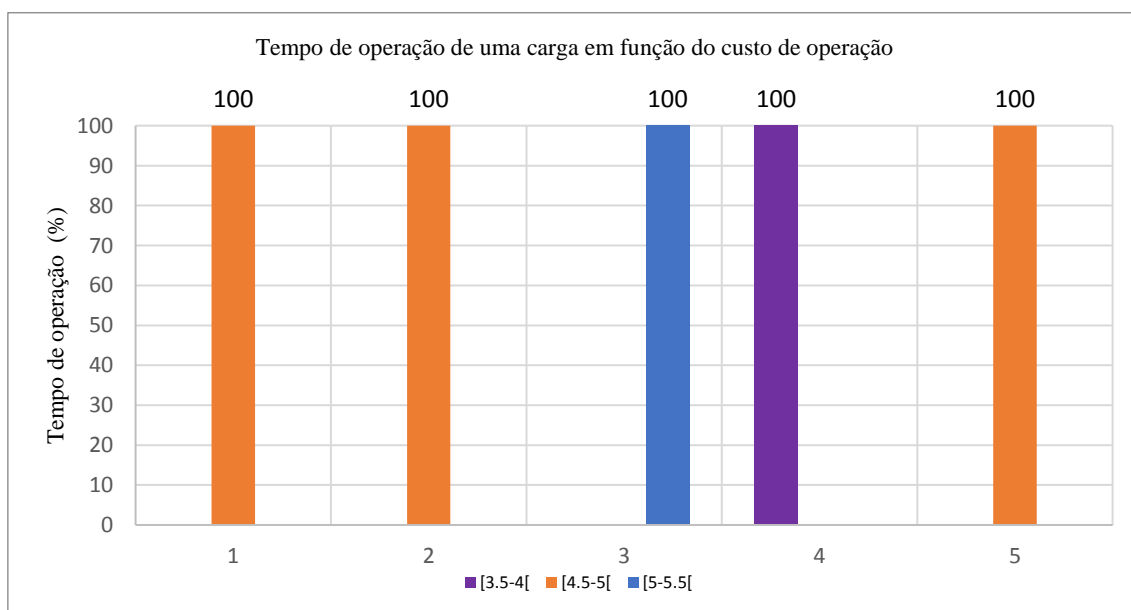
Apesar de não representado nestes cenários, é relevante refletir sobre resultados que demonstram um aumento do custo de operação para uma determinada carga. Além disso, o custo de operação desta carga poderá superar o imposto pelo consumidor, ou seja, o custo de operação

limite. Esta análise dos custos de operação é realizada descontextualizada do resultado da poupança total obtida. A conglomeração destes fatores poderá suscitar uma reação negativa por parte dos agentes envolvidos.

As conclusões descritas acima poderão influenciar o consumidor a não operar esta carga ou recusar a gestão de consumo aplicada. No entanto, é importante realçar que a gestão de consumo adquirida é otimizada. Se o consumidor rejeitar a gestão devido ao custo de uma só carga poderá estar a rejeitar resultados de poupança elevados. Além disso, nada garante que uma outra gestão não aumentará o custo de operação de uma outra carga para além do limite estipulado. O resultado que oferece todas as cargas dentro do custo de operação limite é um constrangimento à flexibilidade da gestão de consumo. O cliente deverá refletir nas inúmeras condições que deseja impor sobre a sua flexibilidade de consumo e as consequências derivadas destas mesmas imposições.



**Figura 5.29-** Intervalos de custo de operação para cada carga da solicitação original com o cenário C



**Figura 5.30-** Intervalos de custo de operação para cada carga da agenda otimizada com o cenário C

## 6. Conclusão

O aumento de agentes envolvidos no mercado de energia causa uma mudança de paradigma energético. O aumento da introdução de renováveis intermitentes, não controláveis e não despacháveis a adequação da produção ao consumo resulta num grande constrangimento. É imperativo intensificar esta transição renovável, no entanto, a descarbonização é um processo extremamente complexo. O envolvimento de fatores políticos e sociais e diversos desafios técnicos requerem a conceção de uma metodologia que traduz num planeamento eficaz da descarbonização do sistema electroprodutor.

O aumento do consumo residencial realça a necessidade de analisar as relações simbióticas entre o consumo e a produção de energia. Conceitos como *smart grids* pretendem atuar de forma ativa sobre as necessidades de consumo através da interconexão de vários atores utilizando infraestruturas de comunicação e informação. Assim, é possível otimizar a eficiência do sistema electroprodutor adaptando o consumo à produção dos recursos renováveis locais e/ou dispersos. Logo, a descarbonização passa imperativamente por um aumento da gestão de consumo e um aproveitamento de todos seus benefícios implícitos.

A gestão de consumo é frequentemente considerada como um pré-requisito para o estabelecimento de um mercado de eletricidade competitivo. No entanto, alinhar os interesses económicos dos diversos agentes que intervêm no mercado é um processo exigente. Deste modo, torna-se necessário colaborar com agentes intermediários que visam avançar o desenvolvimento e integração de tecnologias e ferramentas capazes de aumentar a flexibilidade do consumo energético. O agregador serve como ponte entre os consumidores e os diversos intervenientes do mercado energético. Mesmo equipado com diversas ferramentas, o consumidor pode ser incapaz de atingir poupanças de modo autónomo. Além disso, a implementação de esquemas automáticos por parte do agregador poderão suscitar maior envolvimento dos consumidores no mercado energético. Torna-se, então, evidente a necessidade de um agregador que é capaz de conciliar os interesses do consumidor e providenciar transparência e confiança.

O agregador desenvolvido nesta dissertação incentiva o envolvimento do consumidor na gestão do seu próprio consumo e utiliza a flexibilidade de consumo energético como ferramenta de adequação do binómio produção-consumo. O caso de estudo da gestão de consumo de uma habitação foi importante para entender os impactos da gestão na descarbonização do sistema energético. O pré-processamento, incluído na metodologia, revelou-se essencial na discriminação do grau de flexibilidade inerente a cada carga. O processo de otimização das agendas pré-otimizadas obteve de uma forma eficiente os objetivos do consumidor. A utilização de um perfil dinâmico de preço ofereceu uma maior oportunidade de poupança e um grau mais elevado de flexibilidade de consumo do que perfis de preço mais estáticos. Por último, a inclusão do perfil de energia renovável local otimizou a utilização dos recursos renováveis do consumidor e forneceu mais opções de flexibilidade de consumo.

Quando existe produção local renovável, a agenda pré-otimizada prioriza a colocação de cargas em intervalos de tempo onde esta energia local se encontra disponível. No entanto, tal pode não ocorrer quando existe a simultaneidade de preços elevados e produção local elevada nos mesmos intervalos de tempo. Neste caso, é possível que ocorra a migração de cargas para intervalos de tempo onde existe uma maior oportunidade de poupança mas que não haja produção local disponível. A gestão de consumo eleva a energia importada da rede e gera uma diminuição da energia local aproveitada. Quando tal ocorre, as agendas pré-otimizadas encontram-se significativamente alteradas das agendas otimizadas. Finalmente, o alinhamento de intervalos de tempo com preços reduzidos e produção elevada originou picos de consumo prejudiciais para o

---

bom funcionamento da rede elétrica. A origem destes picos de consumo realça a necessidade da cooperação entre os agentes intervenientes no mercado elétrico e os agregadores no aumento da eficiência da rede.

Após a análise do impacto da rigidez de flexibilidade na gestão de consumo conclui-se que constrangimentos de horários de flexibilidade podem originar situações onde os horários escolhidos não são capazes de agregar os fatores que favorecem a otimização das poupanças obtidas. Nos cenários com maior flexibilidade de consumo foi possível obter uma redução significativa de importação da energia e um aumento do aproveitamento da energia local produzida.

Outro constrangimento à flexibilidade de consumo foi observado na inclusão de poupanças líquidas. Determinou-se que estas têm de ser cuidadosamente calibradas. A adoção de ganhos diferenciais demasiado elevados pode resultar na impossibilidade de praticar os resultados obtidos pela gestão de consumo realizada.

Já o custo de energia por intervalo de tempo ao longo do dia e o custo de operação de cada carga oferecem uma transparência da gestão. Assim, o agregador é capaz de sensibilizar o consumidor sobre o custo das suas atividades ao longo do dia e expor as reduções monetárias de uma forma discriminada. Após a otimização das agendas, os diversos custos de operação convergiram para gamas de custos inferiores. Além disso, uma carga de alto nível de flexibilidade – máquina de secar roupa - originou num decréscimo significativo de gama de custo de operação. Já uma carga com níveis reduzidos de flexibilidade não originou mudança de gama de custos de operação face à mesma combinação de fatores. Estas conclusões são de fácil perceção para o consumidor se lhe for apresentado visualmente estes custos e poderá facilitar o envolvimento e permanência do consumidor no programa de gestão de consumo do agregador.

No entanto a análise dos custos de operação é realizada descontextualizada do resultado da poupança total obtida. As conclusões descritas acima poderão influenciar o consumidor a não operar uma carga (se esta apresentar um custo elevado). Esta possível decisão poderá levar, por consequência, à rejeição de resultados de poupança elevados. Deverá ser realizada uma reflexão sobre as inúmeras condições que o consumidor deseja impor sobre a sua flexibilidade de consumo e as consequências derivadas destas mesmas imposições. O Agregador deverá agir como o guia do consumidor.

De modo a fomentar o desenvolvimento dos agregadores, é essencial superar barreiras institucionais, culturais, de implementação e de organização. A regulação deve permitir modificar e definir os papéis e responsabilidades dos operadores de rede e agentes do mercado de eletricidade de uma forma clara e transparente. O objetivo principal da gestão de energia de um agregador de cargas é a otimização do balanço entre uma utilização eficiente da rede elétrica e a minimização da fatura energética, bem como o aumento da utilização da produção renovável local. Estes passos serão essenciais para pavimentar o caminho para a descarbonização do sistema electroprodutor.



## **7. Desenvolvimentos futuros**

O estudo realizado nesta dissertação realça uma enorme necessidade da existência de uma ponte entre os consumidores e os agentes intervenientes no mercado energético. É necessário criar uma metodologia que abranja as falhas de comunicação entre as necessidades técnicas dos operadores e as necessidades de consumo elétrico dos consumidores. A metodologia deverá incluir o envolvimento dos agregadores de modo a manter a transparência e confiança dos consumidores. Estudos futuros poderão focar no desenvolvimento do papel do agregador na conciliação de interesses em pequenos mercados e comunidades de energia.

Um maior foco deverá ser dado para o aspeto social das inúmeras condições que o consumidor deseja impor sobre a sua flexibilidade e como ultrapassar estas barreiras. Para tal deverão ser realizadas inúmeras experiências de terreno durante uma janela temporal estatisticamente significativa. Estas experiências irão providenciar perspetivas sobre os verdadeiros desafios que o agregador irá enfrentar. Diferentes metodologias de gestão de consumo deverão ser aplicadas, assim como diversos tipos de controlabilidade. É importante estudar a abrangência que os fatores sociais possuem no desenvolvimento de um agregador.

---

## Bibliografia

- [1] McBride J., “Modernizing the U.S. Energy Grid”, CFR Backgrounders, 2016
- [2] Climate Council of Australia “Australia’s Electricity Sector: Ageing, Inefficient And Unprepared”, 2014
- [3] "Sistema Eléctrico Português." EDP. N.p., n.d. Web. .
- [4] "Regulamento da Rede de Transporte ." ERSE. N.p., n.d. Web.
- [5] USDE (2007): “The Potential Benefits of Distributed Generation and Rate-related Issues that may Impede their Expansion”, Study Pursuant to Section 1817 of the Energy Policy Act of 2005, U.S. Department of Energy, 2007
- [6] Nasser D. T. (2007) “Power Systems Modelling and Fault Analysis, Theory and Practice”
- [7] Geidl (2005): *Protection of power systems with distributed generation, state of the art* , ETH, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, EEH Power Systems Laboratory (2005)
- [8] C. M. Hird, H. Leite, N. Jenkins and H. Li, "Network voltage controller for distributed generation," IEE Proc. , Gener. Transm. Distrib., Vol.151, pp. 150-156, March 2004.
- [9] Kapetanovic et al. (2009): T. Kapetanovic, and B.M. Buchholz, and B. Buchholz, and V. Buehner, “Provision of Ancillary Services by Dispersed Generation and Demand Side Response– Needs, Barriers and Solutions,” Cigré session 2008, Paris, France, 2008
- [10] Beaty H., Santoso S., M.F. McGranahan M. and Dugan R. ”Electrical Power Systems Quality”, 2nd Edition McGraw–Hill. ISBN 0-07-138622-X, 2002
- [11] Papathanassiou, S. A. (2007): “A technical evaluation framework for the connection of DG to the distribution network,” Electr. Power Syst. Res., Vol. 77, No. 1, pp. 24–34, Jan. 2007
- [12] Scheepers, M.J.J. (2004): “Policy and regulatory roadmaps for the integration of distributed generation and the development of sustainable electricity networks”, Final report of the SUSTELNET project, Augustus 2004
- [13] Olejnczak, T. (2011) Distributed Generation and Virtual Power Plants: Barriers and Solutions. Master thesis. Utrecht University.
- [14] CEN-CENELEC ETSI Smart Grid Coordination Group “Smart Grid Reference Architecture”, 2012
- [15] Pepermans et al (2005): G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmansc, W. D’haeseleer, “Distributed generation: Definition, benefits and issues”, Energy Policy, Vol. 33, No. 6. pp. 787-798, 2005
- [16] REN “*Eletricidade Centro de informação*” [www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/](http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/)
- [17] M. Morales, J. M., Conejo, A. J., Madsen, H., Pinson, P., & Zugno, Managing Uncertainties with Flexibility, vol. Volume 205. Dordrecht: Springer Science & Business Media, 2013.
- [18] Contreras, J., Miguel A., Pilar M. Q., Gregorio M., and Sergio M. “Joint RES and Distribution Network Expansion Planning under a Demand Response Framework. Academic Press,” pp. 33-41, 2016
- [19] C. W. Gellings and K. E. Parmenter, "Demand-Side Management," in Energy Management and Conservation Handbook, ed. by F. Kreith and D. Y Goswami (CRC Press, 2008).
- [20] Rowles, P. "Demand Response and Demand Side Management What’s the Difference?." *Energy Advantage*, 2010. Accessed 1 Feb. 2017.
- [21] Donya G. Dobakhshari and Vijay Gupta “Optimal Contract Design for Incentive-Based Demand Response”, 2016

- [22] Dietrich D. and Palensky P. “Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads” IEEE Trans, 2011
- [23] Fei Y. and Jiang B.” Dynamic Residential Demand Response and Distributed Generation Management in Smart Microgrid with Hierarchical Agents”, 2011
- [24] Joint Working Group Report from the Concerted Actions for the Energy Efficiency Directive (EED), Renewable Energy Source (RES) Directive & Energy Building Performance Directive (EPBD) “Implementation of Demand Side Flexibility from the perspective of Europe’s Energy Directives”, 2015
- [25] D. J. Olsen, N. Matson, M. D. Sohn, C. Rose, J. Dudley, S. Goli, S. Kiliccote, M. Hummon, D. Palchak, J. Jorgeson, P. Denholm, and S. Ma, “Grid Integration of Aggregated Demand Response , Part 1 : Load Availability Profiles and Constraints for the Western Interconnection,” 2014.
- [26] Kiliccote S., Matson N., Pietter M., Watson D., “Fast Automated Demand Response to Enable the Integration of Renewable Resources,” 2012.
- [27] H. Hao, Y. Lin, A. S. Kowli, P. Barooah, and S. Meyn, “Ancillary Service to the grid through control of fans in commercial Building HVAC systems,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 5, no. 4, pp. 2066–2074, 2014.
- [28] R. D’hulst, W. Labeeuw, B. Beusen, S. Claessens, G. Deconinck, and K. Vanthournout, “Demand response flexibility and flexibility potential of residential smart appliances: Experiences from large pilot test in Belgium,” Appl. Energy, vol. 155, pp. 79–90, 2015.
- [29] Aduda, K. O., Labeodan, T., Zeiler, W., Boxem, G., and Zhao, Y.,”Demand side flexibility: potentials and building performance implications”,Sustainable Cities and Society (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.scs.2016.02.011>
- [30] Catalão J., Forushani E., Golshan M, and Shafie-khah M., “Optimal Behavior of Demand Response Aggregators in Providing Balancing and Ancillary Services in Renewable-Based Power Systems”, 2015
- [31] Dear R. and Zhang F. “Thermal environments and thermal comfort impacts of Direct Load Control air-conditioning strategies in university lecture theatres” 2006
- [32] Khonglah J., Khosla A. and Patel K.,(2015) “*Autonomous Integration of Distributed Energy Sources and Home Appliances Coordination Scheme in Future Smart Grid Networks*”,
- [33] Penny Y., Palensky P., Lobashov M., (2003) *Requirements and prospects for consumers of electrical energy regarding demand side management*. In Proceedings of the International Conference on Energy Economics (IEWT)
- [34] Sagebiela J., Müller J., Rommela J. (2014) *Are consumers willing to pay more for electricity from cooperatives? Results from an online Choice Experiment in Germany* Energy Research & Social Science
- [35] Schelly C. (2014) *Residential solar electricity adoption: What motivates, and what matters? A case study of early adopters* Energy Research & Social Science 2
- [36] Yang S., Zhang Y., Zhao D. *Who exhibits more energy-saving behavior in direct and indirect ways in china? The role of psychological factors and socio-demographics*
- [37] Southwell BG, Murphy J. (2014) Weatherization behavior and social context: the influences of factual knowledge and social interaction *Energy Res Soc Sci*.
- [38] Gill N., Osman P., Head L., Voyer M., Harada, T., Waitt, G., Gibson C. (2015). Looking beyond installation: *Why households struggle to make the most of solar hot water systems*. Energy Policy 87
- [39] van Rijnsoever F., Farla J. (2014) *Identifying and explaining public preferences for the attributes of energy technologies* Renewable and Sustainable Energy Reviews 31

- 
- [40] Goulden M., Bedwell B., Rennick-Egglestone S., Rodden T., Spence A. (2014) *Smart grids, smart users? The role of the user in demand side management* Energy Res Soc Sci.
  - [41] Walker S., Lowery D., Theobald K.(2014) *Low-carbon retrofits in social housing: Interaction with occupant behavior* Energy Research & Social Science 2
  - [42] Crampes C., Waddams C. (2017) *Empowering electricity consumers in retail and wholesale markets Project Report* Centre on Regulation in Europe
  - [43] IRENA (2017), *Adapting market design to high shares of variable renewable energy*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
  - [44] Iida T., Murakami K., Tanaka M. (2014) *A stated preference analysis of smart meters, photovoltaic generation, and electric vehicles in Japan: Implications for penetration and GHG reduction* Energy Research & Social Science 2
  - [45] Havas L., Ballweg J., Penna C., Race D. (2015) *Power to change: Analysis of household participation in a renewable energy and energy efficiency programme in Central Australia* Energy Policy 87
  - [46] Ela E., Milligan M., Bloom A., Botterud A., Townsend A., Levin T. (2014) *Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation* National Renewable Energy Laboratory
  - [47] ERSE (2017) *Mercado Grossista de Electricidade* [www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade](http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade)
  - [48] Sebastian J. (2015) *The German Market for System Reserve Capacity and Balancing Energy* University of Duisburg-Essen
  - [49] ERSE (2017) *Mercado Diário* [www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadodiario](http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/mercadodiario)
  - [50] ERSE (2017) *Mercado de Serviços de Sistema* [www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/sistema](http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/sistema)
  - [51] Kristiansen T. (2007) *The Nordic approach to market-based provision of ancillary services*. Energy Policy 35
  - [52] Pinto T., Vale Z., Sousa T., Praça I. (2015) *Negotiation context analysis in electricity markets* Energy 85
  - [53] Koutsopoulos I., Tassioulas L. (2010) *Control and Optimization Meet the Smart Power Grid: Scheduling of Power Demands for Optimal Energy Management* Center for Research and Technology Hellas
  - [54] Barbato A., Capone A.(2014) *Optimization Models and Methods for Demand-Side Management of Residential Users: A Survey*. Politecnico di Milano, Energies
  - [55] Chen L., Li N., Jiang L., Low S (2011). *Optimal demand response: problem formulation and deterministic case* California Institute of Technology
  - [56] Centolella P. (2010) *The integration of Price Responsive Demand into Regional Transmission Organization (RTO) wholesale power markets and system operations* Energy 35
  - [57] Zarnikau J. (2010) *Demand participation in the restructured Electric Reliability Council of Texas market* Energy 35
  - [58] Cappers P., Goldman C., Kathan D. (2010) *Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence* Energy 35
  - [59] Bhagwat P., Richstein J., Chappin E., Vries J.L.(2016) *The effectiveness of a strategic reserve in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources* Utilities Policy
  - [60] Faruqui A., Hahajosb A., Hledik R., Newell S.(2010) *Fostering economic demand response in the Midwest ISO* Energy 35
-

- [61] Faria P , Spínola J., Vale Z (2018). *Reschedule of Distributed Energy Resources by an Aggregator for Market Participation* Polytechnic Institute of Porto
- [62] Cochran J., Bird L., Heeter J., Arent D. (2012) *Integrating Variable Renewable Energy in Electric Power Markets: Best Practices from International Experience* NREL
- [63] Greening L., (2010) *Demand response resources: Who is responsible for implementation in a deregulated market?* Energy 35
- [64] Barbato A., Capone A., Chen L., Martignon F., Paris S. (2013) *A Power Scheduling Game for Reducing the Peak Demand of Residential Users* IEEE
- [65] Moore J., Woo C., Horii B, Price S., Olson A. (2010) *Estimating the option value of a non-firm electricity tariff* Energy 35
- [66] Zhou Z., Botterud A. (2014) *Dynamic Scheduling of Operating Reserves in Co-Optimized Electricity Markets With Wind Power* IEEE
- [67] Heleno M., Matos A., Lopes J. (2016) *A bottom-up approach to leverage the participation of residential aggregators in reserve services markets* Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
- [68] Penya Y. (2003) *Last-generation applied artificial intelligence for energy management in building automation* Vienna University of Technology
- [69] Gligor A., Grif H., Oltean S. (2016) *Considerations on an Intelligent Buildings Management System for an Optimized Energy Consumption.* IEEE Conference on Automation Quality and Testing
- [70] Thiv Y.A., Tha Mini K., Narmadha P., Vishaka I.S., Vairamanlkr (2012) *Demand side management in smart grid using heuristic algorithm.* Saranathan College of Engineering
- [71] El Safty S., El Zonkoly A., Hebala O. (2015) *Smart Load Management in Distribution Networks Incorporating Different Load Sectors using PSO.* International Conference on Renewable Energies and Power Quality
- [72] Pedrasa M., Spooner T., MacGill I. (2010) *Coordinated Scheduling of Residential Distributed Energy Resources to Optimize Smart Home Energy Services.* IEEE Transactions on smart grid
- [73] Rasheed M., Javaid N., Ahmad A., Khan Z., Qasim U., Alrajeh N. (2015) *An Efficient Power Scheduling Scheme for Residential Load Management in Smart Homes.* Appl. Sci. 2015, 5, 1134-1163.
- [74] Kuppannagari S., Kannan R., Chelmiss C., Tehrani A., Prasanna V. (2014) *Optimizing Customer Selection for Sustainable Demand Response.* Green Computing Conference (IGCC) International
- [75] Ashok S., Banerjee R. (2001) *An optimization mode for industrial load management.* IEEE Transactions on Power Systems
- [76] Gruber J., Prodanovic M. (2014) *Two-stage optimization for building energy management.* Energy
- [77] Jukka V. Paatero and Peter D. Lund. 2006. *A model for generating household electricity load profiles.* International Journal of Energy Research, volume 30, number 5, pages 273-290.
- [78] Murray D. and Stankovic L. 2015. *Analytical Tools for Understanding Appliance Usage Patterns and the Potential for Energy Savings.* Engineering and Physical Sciences Research Council. University of Strathclyde Engineering
- [79] Hinterstocker M., Schott P and von Roon Serafin. 2017. *Disaggregation of household load profiles.* Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien
- [80] EnergyPlus “*Weather Data Sources*” <https://energyplus.net/weather/sources#INETI>
- [81] OMIE “*Dados do Mercado*” <http://www.datosdelmercado.omie.es/pt-pt/datos-mercado>

---

## Anexos

### A. Simulações do Impacto da produção local renovável fotovoltaica- Poupanças brutas obtidas

20-mar			21-jun			23-set			21-dez		
3,032	3,179	3,317	24,866	25,772	26,257	27,771	28,922	29,213	23,051	24,967	25,453
3,047	3,197	3,317	25,053	25,773	26,257	28,092	28,922	29,213	23,438	25,049	25,454
3,077	3,197	3,317	25,174	25,784	26,257	28,125	28,923	29,213	23,557	25,054	25,458
3,106	3,197	3,317	25,193	25,784	26,257	28,309	28,972	29,217	23,895	25,080	25,458
3,106	3,197	3,317	25,195	25,794	26,257	28,309	28,972	29,217	23,932	25,090	25,479
3,106	3,248	3,317	25,322	25,801	26,257	28,331	28,976	29,217	24,065	25,090	25,479
3,106	3,269	3,317	25,328	25,801	26,257	28,331	28,983	29,217	24,159	25,166	25,512
3,106	3,317	3,317	25,350	25,801	26,258	28,333	29,002	29,244	24,222	25,166	25,537
3,131	3,317	3,317	25,397	25,836	26,258	28,359	29,014	29,244	24,424	25,166	25,542
3,131	3,317	3,317	25,513	25,855	26,258	28,359	29,043	29,244	24,502	25,181	25,542
3,143	3,317	3,317	25,589	25,886	26,258	28,470	29,075	29,276	24,561	25,181	25,542
3,146	3,317	3,317	25,615	25,887	26,258	28,486	29,075	29,276	24,565	25,181	25,542
3,152	3,317	3,317	25,625	25,890	26,291	28,493	29,075	29,276	24,597	25,184	25,562
3,160	3,317	3,317	25,625	25,919	26,291	28,588	29,078	29,276	24,615	25,184	25,566
3,170	3,317	3,317	25,625	25,993	26,291	28,605	29,078	29,276	24,628	25,186	25,590
3,170	3,317	3,317	25,636	25,993	26,291	28,655	29,078	29,276	24,658	25,223	25,618
3,170	3,317	3,317	25,646	26,103	26,291	28,731	29,078	29,276	24,693	25,248	25,628
3,170	3,317	3,317	25,646	26,135	26,291	28,752	29,078	29,276	24,693	25,261	25,650
3,170	3,317	3,317	25,653	26,168	26,291	28,755	29,078	29,276	24,698	25,326	25,674
3,170	3,317	3,317	25,657	26,176	26,291	28,758	29,184	29,276	24,703	25,326	25,674
3,170	3,317	3,317	25,663	26,184	26,291	28,758	29,184	29,276	24,720	25,326	25,678
3,170	3,317	3,317	25,670	26,217	26,292	28,793	29,184	29,276	24,725	25,326	25,678
3,170	3,317	3,317	25,691	26,217	26,300	28,795	29,186	29,276	24,795	25,326	25,706
3,170	3,317	3,317	25,708	26,217	26,325	28,827	29,186	29,276	24,812	25,349	25,706
3,170	3,317	3,317	25,708	26,217	26,325	28,840	29,187	29,276	24,824	25,383	25,706
3,179	3,317	3,317	25,720	26,217	26,325	28,874	29,187	29,276	24,833	25,434	25,706
3,179	3,317	3,317	25,735	26,217	26,325	28,874	29,187	29,276	24,844	25,434	25,744
3,179	3,317	3,317	25,752	26,235	26,353	28,880	29,187	29,276	24,941	25,452	25,758
3,179	3,317	3,317	25,755	26,235	26,382	28,885	29,187	29,276	24,941	25,453	25,758
3,179	3,317	3,317	25,755	26,238	26,382	28,921	29,213	29,276	24,941	25,453	25,758

## B. Simulações do Impacto da produção local renovável fotovoltaica- Frequência normal de poupança bruta

Poupança obtida	Probabilidade			
	21/06	20/03	23/09	21/12
3,25	0	40	0	0
3,5	0	60	0	0
...				
23,25	0	0	0	1
23,5	0	0	0	1
23,75	0	0	0	1
24	0	0	0	2
24,25	0	0	0	3
24,5	0	0	0	1
24,75	0	0	0	14
25	1	0	0	10
25,25	4	0	0	18
25,5	4	0	0	21
25,75	20	0	0	23
26	21	0	0	3
26,25	16	0	0	0
26,5	33	0	0	0
...				
28	0	0	1	0
28,25	0	0	2	0
28,5	0	0	11	0
28,75	0	0	4	0
29	0	0	22	0
29,25	0	0	37	0
29,5	0	0	22	0

## C. Simulações do Impacto do Preço com a preferência 2- Poupanças brutas obtidas

21-mar			01-ago			21-set			21-dez		
15,478	15,546	15,586	8,783	9,253	9,413	2,982	3,197	3,317	20,900	21,615	21,863
15,489	15,546	15,586	8,992	9,269	9,413	2,986	3,222	3,317	21,050	21,624	21,863
15,492	15,546	15,586	8,992	9,276	9,413	3,032	3,224	3,317	21,180	21,628	21,867
15,496	15,549	15,589	9,101	9,276	9,419	3,046	3,224	3,317	21,255	21,640	21,874
15,507	15,549	15,592	9,132	9,291	9,419	3,047	3,248	3,317	21,296	21,651	21,897
15,509	15,549	15,592	9,133	9,304	9,423	3,106	3,248	3,317	21,301	21,651	21,913
15,510	15,549	15,595	9,135	9,304	9,449	3,106	3,248	3,317	21,307	21,657	21,957
15,513	15,549	15,597	9,135	9,304	9,495	3,106	3,317	3,317	21,307	21,660	21,958
15,520	15,552	15,598	9,135	9,304	9,495	3,106	3,317	3,317	21,310	21,665	21,963
15,522	15,552	15,601	9,142	9,318	9,495	3,106	3,317	3,317	21,337	21,665	21,968
15,522	15,552	15,601	9,145	9,331	9,495	3,108	3,317	3,317	21,369	21,668	21,985
15,522	15,555	15,601	9,145	9,331	9,495	3,131	3,317	3,317	21,393	21,677	21,986
15,525	15,555	15,601	9,164	9,351	9,495	3,131	3,317	3,317	21,399	21,684	21,998
15,525	15,558	15,607	9,167	9,365	9,495	3,139	3,317	3,317	21,399	21,684	22,031
15,525	15,558	15,607	9,167	9,374	9,495	3,146	3,317	3,317	21,401	21,689	22,050
15,525	15,561	15,610	9,167	9,374	9,495	3,146	3,317	3,317	21,421	21,692	22,083
15,528	15,562	15,613	9,174	9,374	9,495	3,146	3,317	3,317	21,427	21,698	22,083
15,529	15,562	15,616	9,174	9,374	9,495	3,170	3,317	3,317	21,468	21,706	22,083
15,531	15,565	15,616	9,174	9,374	9,495	3,170	3,317	3,317	21,490	21,733	22,099
15,534	15,568	15,621	9,174	9,374	9,495	3,170	3,317	3,317	21,516	21,733	22,110
15,534	15,568	15,628	9,174	9,382	9,495	3,170	3,317	3,317	21,524	21,733	22,153
15,540	15,571	15,628	9,184	9,382	9,495	3,170	3,317	3,317	21,526	21,734	22,169
15,540	15,573	15,631	9,203	9,385	9,495	3,170	3,317	3,317	21,535	21,747	22,205
15,540	15,574	15,631	9,249	9,385	9,495	3,170	3,317	3,317	21,535	21,774	22,221
15,543	15,575	15,646	9,249	9,400	9,495	3,170	3,317	3,317	21,536	21,783	22,264
15,543	15,577	15,650	9,253	9,400	9,495	3,170	3,317	3,317	21,537	21,794	22,300
15,543	15,583	15,670	9,253	9,400	9,505	3,179	3,317	3,317	21,551	21,811	22,300
15,543	15,583	15,677	9,253	9,400	9,515	3,179	3,317	3,317	21,551	21,822	22,325
15,546	15,583	15,685	9,253	9,413	9,515	3,179	3,317	3,317	21,553	21,833	22,325
15,546	15,583	15,690	9,253	9,413	9,515	3,197	3,317	3,317	21,595	21,838	22,330



## D. Simulações do Impacto do Preço com a preferência 2- Frequência normal de poupança bruta

Poupança obtida	Probabilidade			
	21/03	01/08	21/09	21/12
2,5	0	0	0	0
2,75	0	0	0	0
3	0	0	3	0
3,25	0	0	39	0
3,5	0	0	58	0
3,75	0	0	0,0	0
...				
8,5	0	0	0	0
8,75	0	0	0	0
9	0	4	0	0
9,25	0	23	0	0
9,5	0	69	0	0
9,75	0	5	0	0
10	0	0	0	0
...				
15,25	0	0	0	0
15,5	4	0	0	0
15,75	96	0	0	0
...				
20,75	0	0	0	0
21	0	0	0	1
21,25	0	0	0	2
21,5	0	0	0	17
21,75	0	0	0	38
22	0	0	0	21
22,25	0	0	0	12
22,5	0	0	0	7

### E. Simulações com a preferência 3

21-mar			01-ago			21-set			21-dez		
14,704	15,525	15,589	9,073	9,304	9,495	2,020	2,248	2,412	20,446	21,490	21,822
15,035	15,525	15,589	9,101	9,318	9,495	2,041	2,254	2,412	20,852	21,499	21,824
15,350	15,527	15,589	9,110	9,318	9,495	2,053	2,277	2,412	21,050	21,524	21,863
15,407	15,528	15,589	9,128	9,325	9,495	2,060	2,277	2,412	21,087	21,529	21,874
15,431	15,528	15,592	9,135	9,339	9,495	2,060	2,281	2,412	21,093	21,535	21,878
15,439	15,530	15,592	9,135	9,343	9,495	2,081	2,282	2,412	21,177	21,546	21,891
15,444	15,540	15,592	9,139	9,351	9,495	2,089	2,282	2,412	21,218	21,551	21,902
15,444	15,540	15,595	9,145	9,357	9,495	2,098	2,293	2,412	21,249	21,551	21,902
15,453	15,543	15,598	9,160	9,357	9,495	2,125	2,301	2,419	21,254	21,561	21,902
15,464	15,543	15,598	9,164	9,374	9,495	2,125	2,301	2,451	21,301	21,564	21,902
15,465	15,543	15,603	9,167	9,374	9,495	2,127	2,310	2,451	21,302	21,602	21,902
15,471	15,543	15,612	9,174	9,382	9,495	2,128	2,310	2,452	21,315	21,618	21,940
15,472	15,544	15,618	9,174	9,382	9,495	2,149	2,310	2,452	21,334	21,632	21,943
15,475	15,544	15,623	9,174	9,400	9,495	2,170	2,316	2,452	21,348	21,638	21,955
15,475	15,546	15,628	9,174	9,400	9,495	2,173	2,324	2,480	21,348	21,649	21,991
15,485	15,546	15,628	9,174	9,400	9,495	2,179	2,329	2,480	21,348	21,651	22,017
15,496	15,546	15,631	9,174	9,400	9,495	2,180	2,329	2,480	21,351	21,655	22,074
15,498	15,549	15,631	9,183	9,400	9,495	2,185	2,335	2,480	21,361	21,657	22,090
15,501	15,549	15,631	9,203	9,400	9,495	2,185	2,337	2,480	21,362	21,662	22,127
15,501	15,549	15,631	9,210	9,400	9,495	2,188	2,337	2,486	21,396	21,694	22,127
15,504	15,552	15,631	9,211	9,413	9,495	2,196	2,344	2,486	21,421	21,694	22,153
15,507	15,552	15,634	9,230	9,413	9,495	2,196	2,344	2,486	21,423	21,700	22,159
15,510	15,555	15,634	9,249	9,413	9,495	2,196	2,370	2,487	21,425	21,714	22,180
15,513	15,561	15,674	9,249	9,413	9,495	2,200	2,390	2,487	21,426	21,733	22,250
15,516	15,576	15,677	9,250	9,413	9,495	2,203	2,399	2,487	21,427	21,759	22,259
15,519	15,580	15,683	9,276	9,439	9,495	2,210	2,399	2,487	21,428	21,772	22,300
15,522	15,583	15,683	9,276	9,439	9,495	2,210	2,399	2,492	21,438	21,774	22,300
15,522	15,586	15,685	9,292	9,487	9,505	2,222	2,412	2,495	21,450	21,777	22,300
15,522	15,586	15,687	9,298	9,495	9,515	2,242	2,412	2,495	21,466	21,794	22,305
15,522	15,589	15,716	9,304	9,495	9,515	2,245	2,412	2,495	21,482	21,809	22,325

**F. Simulações com a preferência 4**

21-mar			01-ago			21-set			21-dez		
7,071	7,685	7,956	2,149	1,486	1,486	1,654	2,556	2,556	3,827	4,067	4,198
7,107	7,688	7,957	1,486	1,486	1,486	2,354	2,556	2,556	3,827	4,067	4,198
7,224	7,690	7,960	1,486	1,486	1,486	2,414	2,556	2,556	3,827	4,067	4,198
7,300	7,692	7,962	1,486	1,486	1,486	2,414	2,556	2,556	3,837	4,067	4,198
7,315	7,696	7,969	1,486	1,486	1,486	2,423	2,556	2,556	3,837	4,083	4,198
7,376	7,727	7,969	1,486	1,486	1,486	2,423	2,556	2,556	3,851	4,083	4,198
7,399	7,734	7,973	1,486	1,486	1,486	2,467	2,556	2,556	3,866	4,083	4,198
7,410	7,741	7,973	1,486	1,486	1,486	2,467	2,556	2,556	3,895	4,083	4,198
7,436	7,742	7,973	1,486	1,486	1,486	2,467	2,556	2,556	3,897	4,085	4,198
7,437	7,745	7,973	1,486	1,486	1,486	2,467	2,556	2,556	3,897	4,085	4,198
7,446	7,748	7,976	1,486	1,486	1,486	2,467	2,556	2,556	3,927	4,085	4,198
7,504	7,756	7,979	1,486	1,486	1,481	2,489	2,556	2,556	3,932	4,088	4,198
7,513	7,763	8,039	1,486	1,486	1,477	2,511	2,556	2,556	3,943	4,096	4,198
7,513	7,775	8,042	1,486	1,486	1,477	2,511	2,556	2,556	3,954	4,102	4,216
7,532	7,777	8,042	1,486	1,486	1,477	2,511	2,556	2,556	3,954	4,106	4,227
7,535	7,777	8,042	1,486	1,486	1,477	2,511	2,556	2,561	3,954	4,141	4,276
7,535	7,790	8,042	1,486	1,486	1,477	2,511	2,556	2,592	3,954	4,141	4,276
7,561	7,797	8,042	1,486	1,486	1,477	2,515	2,556	2,801	3,954	4,141	4,279
7,562	7,816	8,045	1,486	1,486	1,472	2,534	2,556	2,809	3,957	4,141	4,293
7,566	7,836	8,052	1,486	1,486	1,472	2,534	2,556	2,810	3,967	4,141	4,332
7,580	7,837	8,052	1,486	1,486	1,472	2,534	2,556	2,829	3,990	4,141	4,418
7,614	7,839	8,056	1,486	1,486	1,472	2,534	2,556	2,890	3,996	4,141	4,418
7,617	7,844	8,099	1,486	1,486	1,472	2,556	2,556	2,927	4,011	4,141	4,421
7,620	7,854	8,119	1,486	1,486	1,467	2,556	2,556	2,929	4,024	4,145	4,442
7,632	7,858	8,188	1,486	1,486	1,335	2,556	2,556	2,930	4,028	4,145	4,447
7,634	7,869	8,231	1,486	1,486	1,296	2,556	2,556	3,085	4,028	4,153	4,520
7,671	7,872	8,231	1,486	1,486	1,214	2,556	2,556	3,218	4,028	4,156	4,520
7,674	7,887	8,261	1,486	1,486	1,075	2,556	2,556	3,364	4,049	4,162	4,618
7,681	7,892	8,317	1,486	1,486	1,075	2,556	2,556	3,364	4,067	4,169	4,644
7,683	7,916	8,321	1,486	1,486	1,075	2,556	2,556	3,393	4,067	4,191	4,690

## G. Custos de Operação para o cenário A originais e otimizados

Custo de Operação (€/kWh)	Carga 1		Carga 2		Carga 3		Carga 4		Carga 5	
	Original	Otimizado	Original	Otimizado	Original	Otimizado	Original	Otimizado	Original	Otimizado
-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
0,159	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-
0,159	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-
0,159	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-
0,159	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-
2,422	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
2,422	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
2,422	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
2,422	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
2,444	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
2,444	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
2,444	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
2,444	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
2,647	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
2,647	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
2,798	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,798	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2,809	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
2,809	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
2,809	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
2,809	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
3,315	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3,315	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3,315	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3,315	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,200	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-
4,200	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-
4,938	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-
4,938	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-
4,941	-	-	-	-	-	-	4	-	5	-
4,941	-	-	-	-	-	-	4	-	5	-
5,293	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-
5,293	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-
5,293	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-
5,293	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-

## H. Custos de Operação para o cenário B originais e otimizados

Custo de Operação (€/kWh)	Carga 1		Carga 2		Carga 3		Carga 4		Carga 5	
	Original	Otimizado	Original	Otimizado	Original	Otimizado	Original	Otimizado	Original	Otimizado
3,526	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
3,526	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
3,526	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
3,526	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
3,689	-	1	-	-	-	-	-	-	-	5
3,689	-	1	-	-	-	-	-	-	-	5
3,724	-	1	-	-	-	-	-	-	-	5
3,724	-	1	-	-	-	-	-	-	-	5
3,724	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
3,724	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-
3,799	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-
3,799	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-
3,799	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-
4,381	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-
4,381	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-
4,383	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
4,383	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
4,383	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
4,383	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-
4,789	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,789	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,793	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,793	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,793	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,793	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4,794	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-
4,794	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-
4,795	-	-	-	-	-	-	4	-	5	-
4,795	-	-	-	-	-	-	4	-	5	-
4,849	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-
4,851	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-
4,851	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-
4,851	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-
4,851	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-

## I. Custos de Operação para o cenário C originais e otimizados

Custo de Operação (€/kWh)	Carga 1		Carga 2		Carga 3		Carga 4		Carga 5	
	Original	Otimizado	Original	Otimizado	Original	Otimizado	Original	Otimizado	Original	Otimizado
3,688	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
3,688	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
3,688	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
3,688	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-
4,549	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-
4,549	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-
4,549	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-
4,549	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-
4,561	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
4,724	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-
4,724	-	-	-	-	-	-	4	-	-	-
4,818	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
4,818	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
4,818	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
4,838	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
4,838	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
4,838	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
4,838	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
4,902	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
4,902	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
4,945	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-
4,945	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-
4,946	-	-	-	-	-	-	4	-	5	-
4,946	-	-	-	-	-	-	4	-	5	-
5,012	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,012	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,012	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,012	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,086	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,086	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5,293	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-
5,293	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-
5,293	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-
5,293	-	-	-	-	3	3	-	-	-	-